

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

В.А. Малярєнко, І.А. Немировський

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ТА ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ

*Затверджено
редакційно–видавничою
радою Університету
прот.№1 від 24.06.2010 р.*

Харків НТУ «ХПІ» 2010

ББК 22.1.я7

М21

УДК 625.311:502.5

Рецензенти: *Г.Б. Варламов*, д. т. н., професор, Національний технічний університет України «КПІ»;
О.Ф. Редько, д. т. н., професор, Харківський державний університет будівництва та архітектури;
Є.М. Кайлюк, к. т. н., професор, Харківська національна академія міського господарства.

В.А. Маляренко

М21 Енергозбереження та енергетичний аудит : навчальний посіб.

/ В.А. Маляренко, І.А. Немировський. – 2-е вид., перероб. і доп.
– Харків : НТУ «ХПІ», 2010. – 344 с.

ISBN

Розглянуто стан сучасної енергетики і шляхи її розвитку в екологічному та економічному аспектах. Показано значення енергозбереження, енергетичного менеджменту й аудиту в підвищенні ефективності використання паливноенергетичних ресурсів і енергопостачання. Викладено нормативну базу, принципи і методику енергетичного аудиту основних систем енергопостачання. Розглянуто основні причини втрат енергії, а також шляхи їх скорочення. Наведено рекомендації щодо енергозберігаючих технологій, розрахунки економічної ефективності від їх впровадження, необхідний довідковий і нормативний матеріал.

Призначено для студентів, аспірантів, викладачів, наукових та інженерно-технічних працівників енергетичних спеціальностей. Видання друге, доповнене.

Іл. 58. Табл. 59. Бібліогр. 90 назв.

ББК 22.1.я7

ISBN

© В.А. Маляренко
І.А.Немировський, 2010 р.
© НТУ «ХПІ», 2011 р.

*Присвячено 125-річчю
Національного технічного університету
«Харківський політехнічний інститут»*

ВСТУП

Наприкінці ХХ століття широкого розвитку набуває енергозбереження як вид практичної діяльності і важлива складова наукового напрямку «енергетика». Цьому передували дві хвилі енергетичної кризи 70–80 рр. минулого сторіччя, усвідомлення людством екологічної небезпеки техногенної діяльності, а також обмеженості природних ресурсів, зокрема, органічного палива.

Термін «енергозбереження» охоплює широкий спектр технічних та економічних проблем. Однак він не зовсім чітко відображає мету і завдання цього науково-практичного напрямку інженерної діяльності. Правильніше говорити про «енергоефективність» – розвиток технологій, методів, технічних рішень та економічних механізмів, що сприяють ефективному використанню енергетичних ресурсів.

Україна ще в 1994 р. однією з перших на пострадянському просторі прийняла закон «Про енергозбереження», що визначив об'єкти і суб'єкти правового регулювання відносин у сфері енергозбереження, а також закріпив законодавчо необхідність розробки відповідних програм. Була проголошена обов'язковість знань у сфері енергозбереження й екології для посадових осіб, діяльність яких пов'язана з виробництвом, транспортуванням і споживанням енергоресурсів. У програми навчальних закладів введені курси з основ енергозбереження; створений Державний Комітет з енергозбереження (зараз «Національне агентство з ефективного використання енергоресурсів») і виконавчий орган – Державна інспекція з енергозбере-

ження з територіальними управліннями в кожній області. Розроблена і затверджена Комплексна програма енергозбереження, що дозволила оцінити потенціал енергозбереження України щодо обсягу споживаних енергоносіїв, визначити конкретні пропозиції підвищення енергоефективності для кожної галузі; створена відповідна нормативно-правова база.

Основою економіки будь-якої держави є наявність енергетичних ресурсів (потенційних джерел енергії), енергетична безпека і енергонезалежність. У міжнародній практиці прийнятий ряд критеріїв, що визначають рівень розвитку та економічної стабільності держави. Основними з них є споживання електроенергії на душу населення та енергоемність валового національного (внутрішнього) продукту E (кг у. п./грн), що визначається як відношення сукупного споживання кінцевих енергоресурсів A (кг у. п.) до обсягу валового національного продукту P у грошовому еквіваленті (гривня, долар чи інша національна валюта). Сукупне споживання кінцевих енергоносіїв A можна визначити як суму витрат на виробництво ВВП кінцевих паливних ресурсів, теплової та електричної енергії, зведених до умовного палива ($A = B + 0,172Q + 0,364W$).

На сьогодні Україна (в порівнянні з розвинутими країнами світу) за цими показниками перебуває на достатньо низькому рівні, особливо з енергоемності валового внутрішнього продукту (ВВП), що дорівнював у 2001 р. – 0,907 кг н. е./дол. (питомого палива в нафтовому еквіваленті в рік), а в 2006 р. – 0,89 кг н. е./дол. Це більш ніж у 4 рази вище, як у розвинутих країнах. Таким чином, завдання зниження енергоемності є основою для забезпечення енергонезалежності України та її енергетичної безпеки.

У глобальному масштабі підвищення енергоефективності – невід’ємна частина загальної системи, що містить природні та штучні (створені людиною) енергетичні складові, призначені для одержання, перетворення, розподілу і споживання енергетичних ресурсів у суспільному виробництві. За оцінками фахівців, потенціал енергозбереження в Україні становить близько 42–46 % загального споживання енергетичних ресурсів. Тобто їх раціональне використання практично дозволяє відмовитися від імпорту органічного палива в Україну.

Основними напрямками діяльності в цій галузі є:

- використання вторинних енергоресурсів, високотемпературних теплових (ТВЕР) і паливних (ПВЕР), з подальшим виробництвом теплової чи електричної енергії, впровадження процесів когенерації;
- застосування низькотемпературних ТВЕР, наприклад, теплових насосів, нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії;
- підвищення енергоефективності енергоспоживаючого обладнання;
- організація і впровадження енергетичного менеджменту.

Енергетичний менеджмент – це постійно діюча система управління енергопотоками в галузі виробництва і споживання енергоресурсів. Стартовою позицією організації енергоменеджменту є енергоаудит, який виявляє закономірності витрати енергоносіїв на одиницю продукції. У результаті розробляються і видаються економічно обґрунтовані рекомендації з упровадження можливостей енергозбереження з ранжируванням їх за строками окупності на організаційні (безвитратні і маловитратні), середньовитратні і високовитратні (інвестиційні).

Енергетичний аудит розвивається в Україні відносно недавно. Для його проведення потрібні фахівці, які мають достатній обсяг теоретичних знань і практичних навичок у різних галузях, зокрема, за спеціальностями «Енергетика і енергетичне машинобудування», «Електротехніка й електромеханіка», «Менеджмент». У той же час навчальної і методичної літератури, що інтегрує програми професійної спрямованості зазначених напрямків, не вистачає.

У даному навчальному посібнику автори спробували заповнити наявну прогалину на основі об'єднання програм професійної підготовки декількох спеціальностей, а саме: «Теплоенергоменеджмент», «Енергетичний менеджмент», «Менеджмент». Узагальнено тенденції розвитку світової та української енергетики, проаналізовано можливості політики енергозбереження як важливого ресурсу підвищення ефективності енергопостачання та енергоспоживання, розглянуто роль енергетичного аудиту у вирішенні зазначених питань. Наведено рекомендації і конкретні приклади енерго-

зберігаючих технологій, розрахунки економічної ефективності від їх упровадження.

Кожна глава присвячена характеристиці однієї з систем енергопостачання підприємств та інших споживачів, містить стислі відомості про устаткування, методи розрахунку необхідної кількості енергоносіїв, витрати енергії та основні причини втрат, а також шляхи їх усунення. Надано інформаційний матеріал з методики проведення енергоаудиту, джерелом якого значною мірою є практичний досвід авторів.

Довідковий матеріал представлено витягами із ДСТУ, різних довідників, характеристик обладнання, що дозволить скоротити час на пошуки необхідної інформації при виконанні роботи з енергоаудиту.

Наприкінці кожної глави наведено контрольні запитання, список літературних джерел. Розділи містять необхідний довідковий і нормативний матеріал, а також приклади проведення розрахунків, що скоротить витрати часу студентів при виконанні курсових та дипломних проектів.

Навчальний посібник призначений для студентів та аспірантів ВНЗ енергетичних спеціальностей, у першу чергу, «Енергетичний менеджмент» і «Теплоенергоменеджмент» вищих навчальних закладів. Може бути корисним для викладачів, фахівців-енергоменеджерів, працівників енергослужб промислових і комунальних підприємств, а також для всіх, хто цікавиться питаннями підвищення ефективності виробництва та використання енергії.

При написанні цього посібника автори користувалися як досвідом своєї викладацької роботи, так і досвідом практично працюючих енергоаудиторів.

Видання перше було здійснено у 2008 році ХНАГХ, сектор оперативної поліграфії ЦНІТ, м. Харків.

ЧАСТИНА I. ЕНЕРГЕТИКА. ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ. ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

Глава 1. СТРУКТУРА ТА ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ

1.1. Роль енергетики в розвитку цивілізації

Уся історія людства і становлення цивілізації – це історія освоєння енергії і розвитку енергетики. Відповідно до сформованих уявлень увесь тривалий процес освоєння енергії людиною можна умовно розділити на п'ять етапів.

Перший етап – етап мускульної енергії, що почався багато тисячоліть тому і тривав до V–VII ст. н. е. Великим досягненням цього періоду є оволодіння вогнем. Це відбулося 80–150 тис. років тому і знаменувало собою один з найважливіших переломних моментів в історії цивілізації. Поступово люди почали використовувати силу приручених тварин, вітру і води. До початку нашого літочислення запустили перший млин з колесом, якому надавала руху кінетична енергія водяного потоку.

Другий етап (VII–XVI ст.) починається з освоєння енергії вітру і води. До XI ст. відноситься досвід використання водяних млинів і вітряків. З'являються прядильні і ткацькі верстати, маслоробні і папероробні машини, лісопилні установки. Усе це потребувало величезної кількості металу, а отже – енергії. Для вироблення великої кількості вугілля з деревини зводили нанівець величезні площі лісів. Це була перша серйозна екологічна криза антропогенного походження, пов'язана з розвитком промисловості. З'явилася потреба в нових, більш потужних і постійно діючих приводах, які б не залежали ні від розміщення, ні від сезону року. Вихід з цієї енергетичної кризи було знайдено з опануванням «рушійної сили вогню», яку використовували для нагрівання і випаровування води, із застосуванням сили стиснутої пари. Прийшла ера третього етапу в розвитку енергетики.

Третій етап (від XVIII до початку XX ст.) характеризується ширшим застосуванням вогню, джерелом якого є хімічна енергія палива, накопиченого в літосфері: кам'яного вугілля, нафти, газу, горючих сланців тощо.

До середини XVIII ст. було реалізовано давні спроби одержати механічну енергію за рахунок теплової: 1755 р. – англійський коваль Томас Ньюкомен конструює першу практично корисну парову машину, 1763 р. – російський винахідник Іван Ползунов створює оригінальну рівномірно працюючу парову машину. Парові машини цього часу мали багато недоліків: великі розміри і масу, дуже низький коефіцієнт корисної дії, вузьку сферу застосування та ін.

Розвиток капіталізму в XVII–XVIII ст. зумовив зародження науки, яка сформулювала правила розробки і створення енергетичних двигунів. Промислова революція, як часто називають цю епоху великих відкриттів, докорінно змінила життя на нашій планеті. Головним наслідком цього стало остаточне падіння феодалізму і зміцнення капіталістичних виробничих відносин.

У другій половині XVIII ст. в Англії Джеймс Уатт розробив прообраз сучасної парової машини безупинної дії, що «розкрутила» колесо історії до небувалих до цього обертів: в Англії, потім у континентальній Європі і Північній Америці швидко поширювалось впровадження парових машин. Одержувану за їхньою допомогою енергію стали використовувати для надання руху заводським механічним агрегатам. Виникають перші теплові машини-двигуни. Далі наукова і конструкторська думка дійшла до створення двигунів внутрішнього згоряння, парових, газових і парогазових стаціонарних турбін, авіаційних і транспортних газових турбін, реактивних і ракетних двигунів. Але все це буде набагато пізніше.

Почалося «золоте століття водяної пари». Поряд із розвитком практичної теплотехніки розвиваються її теоретичні основи – теорія теплових двигунів або, як тепер називають, технічна термодинаміка. Вже в XIX столітті на основі спостережень за тепловими явищами і роботою теплових машин Джоуль, Майєр, Гельмгольц, Карно, Клаузіус установили перший і другий

закони термодинаміки, що лягли в основу цієї фундаментальної дисципліни, яка вивчає взаємне перетворення теплової і механічної енергії.

Однак ні швидке зростання кількості парових машин, ні їхня безупинна модернізація вже були не в змозі задовольнити потреби економіки кінця XIX ст. в енергетичних потужностях. Очевидними стали недоліки, притаманні першим паровим машинам: низький ККД, велика витрата палива, передача механічної енергії від машин до верстатів через складні і ненадійні системи трансмісій, несприятливі екологічні наслідки від їхнього використання і обслуговування. Атмосфера міст з тисячами заводських димарів стає непридатною для життя. Але з кризових явищ завжди є вихід: у 1831 р. відкрито спосіб перетворення механічної енергії в електричну. Починається нова ера – ера електрики.

Четвертий етап (з початку XX ст.) – «золоте століття електрики».

У XX ст. електрика вступила в права основного енергопостачальника, енергоперетворювача і енергоносія. Тим самим був наданий сильний поштовх до використання теплової енергії і теплових двигунів, пов'язаний з появою і широким застосуванням електричних машин і моторів, у яких механічна енергія перетворюється на електричну і навпаки. Електрична енергія виявилася більш зручною, ніж механічна: вона швидко і з відносно малими втратами передається на великі відстані, легко перетворюється на інші види енергії.

Поява теплових двигунів дозволила широко використовувати для створення механічної енергії різноманітні природні енергетичні ресурси: а саме, деревину, вугілля, нафту, газ, горючі сланці, торф тощо. Успіхи у створенні машин і двигунів, які виробляють електричну енергію за рахунок теплової, зумовили швидкий розвиток потужних теплових електричних станцій, де нині тепла енергія перетворюється спочатку на механічну, а потім на електричну.

Водночас завдяки науковим відкриттям XX ст. людство вступило в нову епоху – епоху використання атомної енергії.

П'ятий етап – створення і розвиток атомної енергетики, яка є одним з найбільших досягнень ХХ ст.

Атомна енергетика ґрунтується на розщепленні важких ядер деяких хімічних елементів (урану, плутонію, торію). Внаслідок влучення нейтрона в ядро відбувається ланцюгова реакція з виділенням величезної кількості енергії (теплоти). Один з трьох зазначених елементів – плутоній – поширений на Землі в мізерно малих кількостях (в уранових рудах). На сучасних атомних електростанціях ядерним паливом є збагачений природний уран і штучно отриманий плутоній. Торій, запаси якого більші за запаси урану, поки ще не застосовують у ядерній енергетиці, його розглядають як перспективне паливо. Ядерні реакції з величезним енерговиділенням можуть відбуватися також внаслідок синтезу ядер елементів, які мають малу атомну вагу, наприклад, ізотопів водню – дейтерію і тритію. Але це вже – термоядерна реакція.

Кожний історичний етап розвитку науки і техніки ставить перед ученими та інженерами багато проблем. Одна з основних проблем сучасності і найближчого майбутнього – забезпечення людства достатньою кількістю енергії. Проблема ця досить гостра, тому що має не тільки суто технічний характер. Слова *енергія* та *енергетична криза* щодня вимовляють з екранів телевізорів, не сходять зі сторінок журналів і газет, не кажучи вже про спеціалізовані видання. Енергетична ситуація в окремих державах істотно впливає на життєвий рівень і культуру населення, позначається на внутрішній і зовнішній політиці. Країни з недостатньою кількістю паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) докладають великих зусиль, щоб забезпечити себе потрібними джерелами енергії. Країни-експортери нафти, нафтові монополії одержують величезні прибутки і надприбутки. З іншого боку, окремі країни виношують політичні і військові плани перерозподілу та збереження нафтових і газових промислів. Поняття *нафтове ембарго* викликає паніку в цілому ряді країн і стає знаряддя економічного і політичного шантажу. Усе частіше виникають питання: «Як жити далі без нафти і газу? Чим опалювати житло і виробничі приміщення? За рахунок якої енергії надавати

руху машинам і агрегатам? Як підтримувати технологічні процеси? Звідки брати енергію, щодня усе більше енергії?»

1.2. Паливно-енергетичний комплекс

Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) – один з найважливіших і чітко організованих комплексів будь-якої національної економіки. Це єдина система енергопостачання країни, яка охоплює сукупність процесів виробництва, перетворення, транспорту і розподілу ПЕР. Головна мета функціонування ПЕК – ефективно і надійно забезпечувати всі потреби економіки народного господарства держави енергією відповідної якості у вигляді тих або інших кінцевих енергоносіїв.

ПЕК складається з двох основних економічно самостійних галузей: енергетики і паливної промисловості. Енергетична промисловість охоплює сукупність процесів виробництва, транспортування і розподілу електричної і теплової енергії на АЕС, ТЕС, ГЕС та гідроакумулювальних електростанціях (ГАЕС) з використанням ліній електропередач, електричних і теплових мереж, котельних та утилізаційних установок.

Крім названих потужних об'єктів енергетики, існує значна кількість малих систем теплоелектрогенерування, зосереджених у районах великих міст, населених пунктах і на різних об'єктах промисловості. Це – районні опалювальні й опалювально-виробничі котельні, заводські ТЕС, ТЕЦ і котельні, промислові печі, автономні теплоцентралі, призначені для обслуговування декількох будівель і споруд, індивідуальних будинків тощо. Усі ці енергогенерувальні об'єкти малої потужності мають ознаки окремої (єдиної) галузі зі своєю продукцією у вигляді теплової та електричної енергії, зі своїми потребами в паливі, устаткуванні, матеріалах, інвестиціях, а також зі своїм внеском у загострення екологічної обстановки.

Цей своєрідний ПЕК називають малою енергетикою. Його можна розширити за рахунок нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії: установок і споруд, які використовують сонячну енергію, енергію вітру,

геотермальну енергію, енергію Світового океану, біомаси, низькопотенційну енергію тощо.

Мала енергетика є паливоємною галуззю України. Так, наприкінці ХХ століття тільки об'єкти комунальної енергетики використали більше ніж 65 млн т умовного палива (т у. п.) і виробляли 250 ГДж теплової енергії. В той же час усі теплові електростанції України виробляли 324 ГДж теплової енергії, витрачаючи на це майже 80 млн т у. п. (з 300 млн т у. п., споживаного щорічно на той час в Україні).

Важливою складовою частиною ПЕК є паливна і паливопереробна галузі, які охоплюють сукупність процесів видобутку природних видів палива і їх переробки (сортування та збагачення). Тенденції і об'єми видобутку окремих видів органічного палива в Україні можна визначити з табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Баланс видобутку органічного палива в Україні

Вид палива	Показники	1990	1995	2000	2005	2010	2030
Вугілля, млн т	Товарне вугілля	164,8	83,58	62,4	64,6	81,9	130,3
	Власний видобуток	–	–	–	56,9	72,7	115,7
	Імпорт	–	–	–	7,7	9,2	14,6
Нафта, млн т	Видобуток усього	5,25	4,09	3,69	4,3	8,7	14,6
	з власних запасів	5,25	4,09	3,69	4,3	5,1	5,4
	за межами України	–	–	–	–	3,6	9,2
Газ, млрд м ³	Видобуток усього	28,1	18,12	17,9	20,5	23,2	28,5
	з власних запасів	28,1	18,12	17,9	20,5	23,2	28,5
	за межами України	–	–	–	–	2,3	11,6
	Імпорт	–	–	–	55,9	42,1	9,4
	Споживання	–	–	–	76,4	67,6	49,5

У перерахунку на умовне паливо ($Q_n^p = 29\,300$ кДж/кг) в Україні в 1990 р. було видобуто 163,1 млн т у. п. з таким балансом: вугілля – 74,8 %; газ – 19,8 %; нафта – 4,8 %; торф і дров – 0,6 %. У 1994 р. загальний видобуток становив 99,2 млн т у. п.: вугілля – 71,8 %; газу – 21,3 %; нафти – 6 %; торфу – 0,4 %; дрова – 0,5 %. Порівняємо ці цифри з рекордним видо-

бутком в Україні минулих років, які свідчать про високий паливно-енергетичний потенціал України: вугілля (1976 р.) – 218 млн т; нафта, включаючи газовий конденсат (1972 р.) – 4,4 млн т; природний газ (1975 р.) – 68,7 млрд м³.

Далі наведемо коротку характеристику паливодобувної галузі ПЕК України за окремими видами палива.

Вугільна промисловість. Розвідані запаси вугілля становлять 46,7 млрд т, з них коксівних – 13,9 млрд т (29,8 %), антрацитів – 7,0 млрд т (15 %). Вони зосереджені в таких регіонах України:

- Донецький басейн: балансові ресурси кам'яного вугілля – 43,0 млрд т, зокрема коксівного – 13,5 млрд т, антрацитів – 7,0 млрд т; діючих шахт – 261;
- Львівсько-Волинський басейн: балансові ресурси кам'яного вугілля – більше 1,0 млрд т, зокрема коксівного – 0,4 млрд т; діючих шахт – 17;
- Дніпровський басейн: промислові запаси бурого вугілля – 2,28 млрд т; з них придатних для розробки відкритим способом – 0,54 млрд т; діючих шахт – 6, розрізів – 7.

Як видно з табл. 1.1, починаючи з 1990 року, видобуток вугілля в Україні постійно падав. Це пояснюється не тільки екологічною кризою, але й старінням шахтного фонду, ускладненням гірничо-геологічних умов видобутку. На глибоких горизонтах (більше 600 м) працюють близько 60 % шахт, які видобувають більше половини українського вугілля; газоносними є більше 80 % шахт.

За прогнозом запасу вугілля промислової категорії в Україні вистачить ще на 250–300 років. Але щоб його добути, потрібні інвестиції у нові технології, високоефективні й екологічно чисті. Тим більше, що питомі витрати енергоресурсів на видобуток 1 т вугілля становлять: теплової енергії – 89,1 Мкал, електроенергії – 125,1 кВт·год. На збагачення 1 т вугілля витрачають 10,3 кВт·год електроенергії, на виробництво 1 т вугільних брикетів: теплової енергії – 1267,8 Мкал, електроенергії – 66,5 кВт·год.

Газова промисловість. Балансові запаси природного газу (нафтового газу) в Україні становлять 1460,2 млрд м³, позабалансові – 2,1 млрд м³.

Більше 75 % усього видобутку природного газу припадає на Дніпровсько-Донецьку, Прикарпатську і Причорноморсько-Кримську газонафтоносні області (відповідно 85, 10 і 5 %). Нові родовища характеризуються невеликими запасами газу і складною геологічною структурою.

Питома витрата енергоресурсів на транспортування 1 млн м³ природного газу магістральними газопроводами України становить: теплової енергії – 3,5 Мкал, електроенергії – 8,8 кВт·год.

Нафтовидобувна промисловість. Запаси нафти в Україні становлять 3,9 млн т. Знаходяться вони в Західному (39 родовищ), Східному (73) і Південному (8) регіонах. Усього 122 нафтових родовища, з яких 84 перебувають у промисловій розробці. Запаси газового конденсату – 80,3 млн т зосереджені в 133 родовищах, з яких 73 – у промисловій розробці. Для нафтовидобутку характерний спад виробництва, пов'язаний передусім з виробленням діючих і нестачею відкритих за останні роки великих і середніх родовищ. Запаси розвіданих родовищ незначні і залягають на великих глибинах. Питома витрата електроенергії на транспортування 1 т нафтопродуктів на 1 км магістральними нафтопроводами – 10,4 кВт·год.

Нафтопереробна промисловість. В Україні діє шість нафтопереробних заводів загальною потужністю 61 833 тис т на рік (Кременчуцький – 18 625, Херсонський – 8 643, Одеський – 3 917, Дрогобицький – 3 880, Надвирнянський – 3 367, Лисичанський – 23 461). Рівень переробки сирової нафти становить 53–54 %, що є занадто низьким показником порівняно з передовими технологіями.

Питомі витрати енергоресурсів на переробку 1 т нафти, включаючи газовий конденсат, становлять: теплової енергії – 196,0 Мкал; електроенергії – 53,6 кВт·год (66,3 кг у. п.).

Торф'яна промисловість. Незважаючи на загальні балансові запаси у 734,8 млн т, зосереджені переважно в Рівненській (18 %), Волинській (18 %) і Чернігівській областях (13 %), видобуток паливного торфу дуже нестабільний. Основна продукція торф'яних заводів – торф'яні брикети, грудковий торф для опалення, торф для добрив.

Атомна промисловість. В Україні немає замкненого циклу виробництва ядерного палива. Розвіданих запасів уранових руд вистачить для виробництва ядерного палива більше ніж на 150 років. Український уран після очищення містить тільки 0,7 % урану-235, тоді як атомні реактори потребують 4 %.

За даними Всесвітньої енергетичної конференції, щоб забезпечити сучасні потреби в паливі та енергоресурсах, розвіданих запасів людству вистачить: нафти – на 30 років, природного газу – на 50–60 років, вугілля – на 500–600 років; палива для АЕС на теплових нейтронах на 25–120 років, на швидких нейтронах на 800–1000 років.

Зважаючи на відсутність в Україні замкненого паливно–ядерного циклу й екологічну небезпеку АЕС, найперспективнішим з енергоносіїв у майбутньому залишається вугілля (табл. 1.2).

Таблиця 1.2 – Світові ресурси енергоносіїв

Енергоносії	2000	2001	2002	2003
Нафта, млрд т	140,83	145,5	143,05	142,7
Природний газ, трл м ³	146,45	145,19	155,64	155,78
Вугілля, млрд т	984,453	984,453	984,453	984,453

Розвиток енергетики на тривалу перспективу не може бути орієнтовано тільки на використання вугілля, хоча зараз багато держав побудували свій ПЕК саме на ньому. Але і ці країни, насамперед США, Німеччина, Японія, Італія, Данія, Іспанія, інтенсивно шукають нові технології, основані на використанні нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії (табл. 1.3).

Таблиця 1.3 – Споживання первинних ТЕР у світі

16

Енергоносії	Споживання первинних енергоресурсів, млн т у. п.								Структура споживання, %			
	1999	2000	2020, прогноз			2030, прогноз			1999	2000	2020, прогноз	2030, прогноз
			min	max	можл.	min	max	можл.				
Усього	11,2	13,0	16,5	23	19,1	17,9	26,1	21,0	100	100	100	100
У тому числі:												
Тверде паливо	3,25	3,7	4,8	6,9	5,75	5,13	7,4	6,1	29	28,5	30	29
Нафта	4,4	5,0	6,1	7,8	6,6	6,45	8,9	7,3	39	38,5	34,6	34,8
Газ	2,5	2,9	3,9	5,7	4,6	4,2	6,7	5,2	22	22,3	24,1	24,8
Атомна енергетика	0,8	0,9	1,0	1,7	1,35	1,06	1,9	1,3	7,0	6,9	7,1	6,2
Гідроенерге–тика	0,3	0,35	0,5	0,55	0,5	0,58	0,65	0,6	2,7	2,7	2,7	2,6
Нетрадиційна та інші види енергії	0,05	0,15	0,2	0,35	0,3	0,48	0,55	0,5	0,4	1,1	1,6	2,3

1.3. Структура розвитку енергетики і споживання паливно-енергетичних ресурсів

Перед людством сьогодні особливо гостро стоять три важливі взаємозалежні проблеми: забезпечення харчуванням, енергією та екологічна безпека. У розв'язанні цих проблем особливе місце приділяється енергетиці, від розвитку якої залежить економічний стан (занепад або процвітання суспільства), а також стан навколишнього середовища.

Особливого значення набуває вивчення умов утворення шкідливих викидів у процесі виробництва теплової та електричної енергії, їх впливу на навколишнє середовище, розробка методів і технічних засобів нейтралізації шкідливих наслідків. Актуальність цих проблем визначається недосконалістю енерготехнологіями і зростанням темпів використання ПЕР. Загальне уявлення про світове використання ПЕР за останні сто років дають дані табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Використання енергоресурсів у світі

Показник	1900	1950	1970	1990	2000
Сумарне енерговикористання, млрд т	0,95	2,86	7,3	17,0	30,0
Населення, млрд осіб	1,62	2,5	3,6	4,6	6,0
Питомі енерговитрати (т у. п. на 1 особу на рік)	0,59	1,16	2,03	3,7	5,0

Структуру споживання ПЕР відбиває паливно-енергетичний баланс (ПЕБ), який характеризує розподіл у відсотках або в еквівалентних одиницях теплоти різних первинних енергетичних ресурсів у всіх галузях народного господарства. Порівняльне споживання ПЕР деякими країнами (Україною, Великою Британією і Фінляндією) наведено в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Порівняння структури споживання ПЕР різними країнами (кінець XX ст.)

Держава	Розподіл ПЕР, %					
	Тверде паливо	Нафта	Газ	Ядерне паливо	Інші види	Усього (Мт н. е.*)
Україна	32	16	41	11	0	106,5
Великобританія	23	34	32	10	1	219,3
Фінляндія	36	27	10	18	9	30,8

* Мт н. е. – мегатонна (10^6 т) нафтового еквівалента (1 т н. е. = 41,86 ГДж).

Як видно з табл. 1.5, у 1995 р. загальний об'єм ПЕР в Україні становив 106,5 Мт н. е. в порівнянні з 219,3 Мт н. е. у Великобританії і 30,8 Мт н. е. у Фінляндії. Споживання твердого палива, особливо вугілля, зростає в Україні і перебуває на тому самому рівні, що й у Великобританії. Менша кількість споживаної нафти в Україні зумовлена, насамперед, меншою кількістю автотранспортних засобів. Споживання природного газу у Великобританії збільшилося для виробництва електроенергії у зв'язку зі зменшенням використання вугілля.

Фінська система одержання енергії, порівняно з українською, більш універсальна, тому що базується на різноманітних джерелах енергії. Достатньо сказати, що якщо «тверде паливо» для України та Великобританії – це передусім вугілля, то для Фінляндії із 36 % твердого палива споживається: вугілля – 10 %, паливо з деревини (включаючи залишки переробки лісу, деревний спирт, дрова) – 20 %, торф – 6 %. До інших видів енергоресурсів належать: 4 % – гідроресурси, 3 % – імпорт електричної енергії та біоенергія.

Майже половина сумарного кінцевого споживання енергії (СКСЕ) України припадає на промисловість, що обумовлено перевагою енергоємних галузей. Цим пояснюються величезні витрати енергії переважно в металургійній промисловості. Порівняно з Великобританією, де «промисловість» і «побут та сфера послуг» становлять близько 60 % СКСЕ, в Україні

цей показник становить понад 90 %. Усе це енергетичне навантаження припадає на промислові регіони і насамперед на великі промислові міста. Саме техногенне навантаження і пов'язані з ним екологічні аспекти енергопостачання й енергоспоживання багато в чому визначають екологію великих міст і промислових регіонів.

Усе споживання енергоресурсів поділяють на чотири приблизно однакові групи: промисловість, енергетика, транспорт і комунально-побутовий сектор. Кількісні співвідношення цих груп різні для різних країн. Тому для порівняння використовують розмір споживання енергоресурсів на душу населення, який нині становить приблизно 17 тис. кВт·год на людину на рік.

Зростання енергоспоживання визначається двома тенденціями: зростанням споживання енергоресурсів на душу населення і зростанням самого населення. У свою чергу, зростання споживання енергоресурсів залежить від розвитку науки і техніки, або стану економіки. Якщо в середині XX ст. населення Землі становило 1,7 млрд, то наприкінці століття воно перевищило 6,0 млрд. Очікується, що до середини XXI ст. на Землі буде жити приблизно 10 млрд.

У нинішніх кліматичних умовах і за досягнутого рівня розвитку сільськогосподарського виробництва наша Земля здатна прогодувати 15–20 млрд людей. Якщо припустити, що до кінця XXI ст. населення Землі становитиме 20 млрд, а середнє споживання енергоресурсів на людину досягне нинішнього рівня США (130 тис. кВт·год на рік), то до 2100 р. на Землі буде споживатися ПЕР у 30 разів більше, ніж у кінці XX ст.

Забезпечити такі високі темпи використання ПЕР можна: розвідкою та організацією видобутку традиційних ПЕР і розробкою наукомістких технологій для повнішого й ефективнішого використання джерел, які раніше вважали нерентабельними, розробкою енергозберігаючих технологій у промисловості та опануванням нетрадиційних джерел енергії.

Показниками науково-технічного розвитку суспільства і його добробуту є два основні енергетичні критерії – енергоспоживання на душу насе-

лення і енергоємність ВВП, сукупність яких адекватно характеризує стан економіки держави і добробут її населення. Зазвичай високорозвинуті країни відрізняє високий рівень енергоспоживання на душу населення і низька енергоємність ВВП (рис. 1.1).

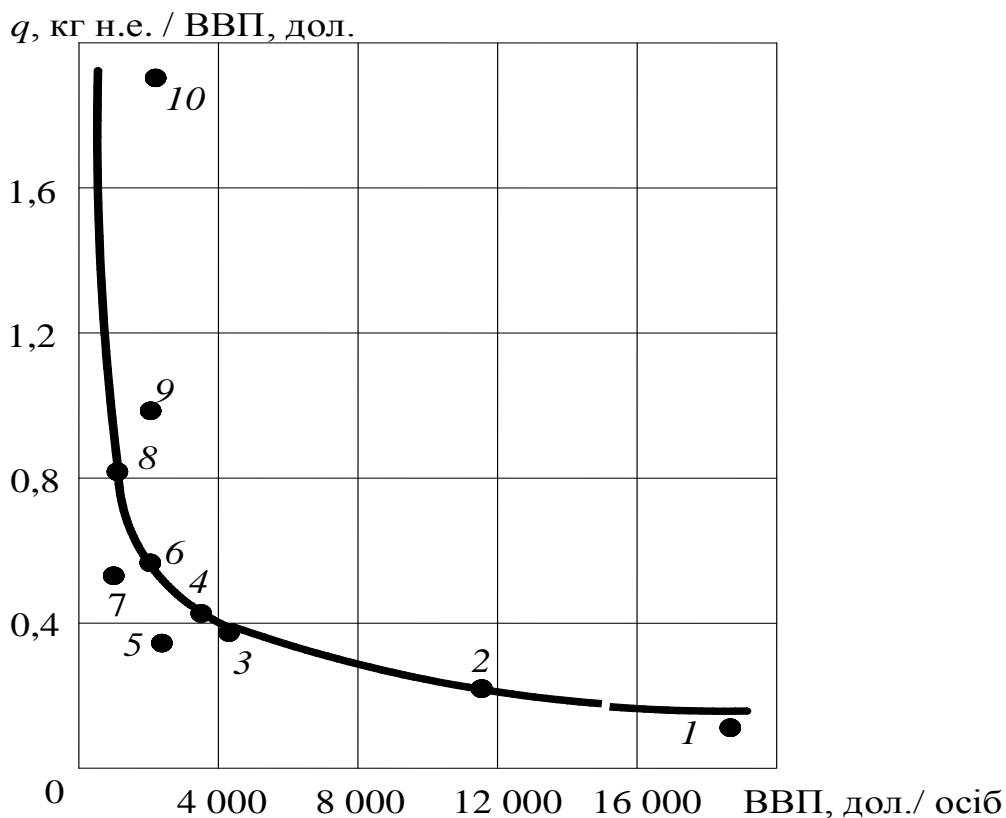


Рис. 1.1. Залежність енергоємності ВВП від його питомого показника для різних регіонів світу (на кінець XX ст.):

1 – Тихоокеанський регіон; 2 – Європейський Союз; 3 – Середній Схід;
 4 – середньосвітовий показник; 5 – Латинська Америка; 6 – Середземномор'я;
 7 – Африка; 8 – Азія; 9 – Центральна та Східна Європа; 10 – колишній СРСР

Якщо говорити про питоме споживання первинної енергії на одну людину, то в 2005 році енергозабезпеченість України дорівнювала 4,3 т у. п./люд., що значно менше за цей показник для розвинутих країн світу (табл. 1.6).

Таблиця 1.6 – Питоме річне споживання енергії у країнах світу, т у. п./люд. (за даними Міжнародного енергетичного агентства)

Країни	Роки		
	1990	2000	2005
США	14,2	15,5	15,6
Японія	5,2	6,2	6,3
ЄС-15	5,7	6,2	6,4
КНР	0,8	1,0	1,2
Індія	0,3	0,5	0,5
Туреччина	1,3	1,6	1,8
Східна Європа	4,6	3,4	3,6
СНД	7,5	5,1	6,2
<i>Україна</i>	<i>7,1</i>	<i>3,7</i>	<i>4,3</i>

Технологічний рівень країни опосередковано характеризується показником споживання електричної енергії на одну особу (кВт·год/люд.). В Україні в 2005 році він становив 3789 кВт·год/люд. (табл. 1.7), що в 2–3 рази нижче, ніж у розвинутих країнах світу. Зазначимо, що у 1990 році цей показник в Україні дорівнював 5198 кВт·год/люд. Значне відставання останніх років обумовлено різким падінням споживання електричної енергії промисловістю і сільським господарством у 90-х роках.

Таблиця 1.7 – Питоме річне споживання електричної енергії у країнах світу та Україні, кВт·год/люд. (за даними Міжнародного енергетичного агентства)

Країни	Роки		
	1990	2000	2005
США	11086	13062	12792
Японія	6169	7433	7727
ЄС-15	5488	6393	6813
КНР	477	933	1170
Індія	304	473	485

Продовження табл. 1.7

Країни	Роки		
	1990	2000	2005
Туреччина	910	1702	1592
Східна Європа	3426	3182	3458
СНД	5131	3842	4731
<i>Україна</i>	<i>5198</i>	<i>3412</i>	<i>3789</i>

Структура первинних енергетичних ресурсів у виробництві електричної енергії і тепла електростанціями об'єднаної енергетичної системи України надана в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Структура використання енергетичних ресурсів в енергетиці України, країнах Європи та СНД

Вид енерго-ресурсів	Одиниця вимірювання	1995	1996	1997	2001		
		Україна				Європа	СНД
Вугілля	млн т	39,6	31,3	29,9			
	млн т у. п.	24,3	18,2	18,0			
	%	34,0	29,9	26,8	23	21	27
Нафта	млн т	2,4	1,7	1,3			
	млн т у. п.	3,3	2,3	1,8			
	%	4,6	3,8	2,7	18	42	40
Газ	млн т	14,4	14,3	12,8			
	млн т у. п.	16,5	16,3	14,6			
	%	23,1	26,7	21,8	43	21	23
Гідроенергія	млн т у. п.	3,4	2,4	3,6			
	%	4,8	3,9	5,4			
Ядерна енергія	млн т у. п.	23,9	21,8	29,0			
	%	33,5	35,7	43,3	16*	16*	10*
Усього	млн т у. п.	71,4	61,0	67,0			

*Для 2001 р. наведено дані використання ядерного палива та інших енергоресурсів у відсотках

До кінця XX ст. основними видами енергетичних ресурсів електростанцій України були вугілля і ядерне паливо, а основним виробником електроенергії – атомні електростанції.

Як видно з табл. 1.8, до 1997 р. кількість спаленого органічного палива зменшувалася: вугілля з 24,3 до 18 млн т у. п., газу – з 23,1 до 21,8 млн т у. п. і мазуту – з 4,6 до 2,7 млн т у. п.; натомість збільшувалося використання ядерної енергії (з 33,5 до 43,3 млн т у. п.). Після 2000 р. структура використання енергоресурсів в Україні змінилася, і відносно нафти та газу значно відрізняється від країн Європи та СНД.

Виробництво енергії в Україні багато в чому залежить від імпорту енергоресурсів. Частка власних ПЕР становить у паливно-енергетичному балансі країни не більше 50 %. Забезпеченість власним вугіллем оцінюється на рівні 92 %, нафтою – 18 %, природним газом – 22 %. Ядерне паливо (твели) повністю імпортують з Росії. Є дві основні причини такої залежності: висока енергоємність виробництва ВВП і брак реальної політики енергозаощадження в усіх галузях народного господарства.

Високий рівень енергоємності ВВП України зумовлений недосконалістю структури її економіки, фізичним і моральним зносом застосовуваних технологій, відсутністю економічних стимулів ефективного використання енергоресурсів. Як наслідок з 1990 по 2000 р. енергоємність ВВП збільшилася в середньому на 40 %, зокрема, паливоємність – на 35 %, електроємність – на 50 %. Пов'язано це переважно з тим, що, незважаючи на скорочення обсягів виробництва, практично не змінилася витрата енергії і палива на загальні потреби підприємств, особливо в житловій і комунально-побутовій сфері (табл. 1.9).

Таблиця 1.9 – Електробаланс в Україні

Показники електробалансу, млрд кВт·год	1990	1994	1998	1999
Вироблено електроенергії	298,5	202,9	172,8	172,1
Одержано електроенергії з-за меж України	15,3	12,4	10,0	7,0
Спожито галузями економіки:				
промисловістю	166,0	104,5	82,7	79,9

Продовження табл. 1.9

Показники електробалансу, млрд кВт·год	1990	1994	1998	1999
будівництвом	4,0	2,1	1,4	1,2
сільським господарством	28,5	27,0	15,7	14,9
транспортом	14,5	10,9	9,7	9,5
комунальним господарством	23,1	26,0	25,1	25,7
підприємствами й установами зв'язку, культури, охорони здоров'я, торгівлі тощо в містах і селищах міського типу	12,0	9,7	7,5	7,3
Втрати в мережах загального користування	21,9	21,7	30,0	30,2
Відпущено електроенергії за межі України	43,8	13,4	10,7	10,4

Рівень енергонезалежності України від постачання органічного палива подібний до розвинутих країн ЄС (60,7 % – 2004 рік, 54,8 % – 2005 рік), але характеризується відсутністю диверсифікації джерел постачання енергоносіїв, насамперед, нафти, природного газу та ядерного палива (рис. 1.2).

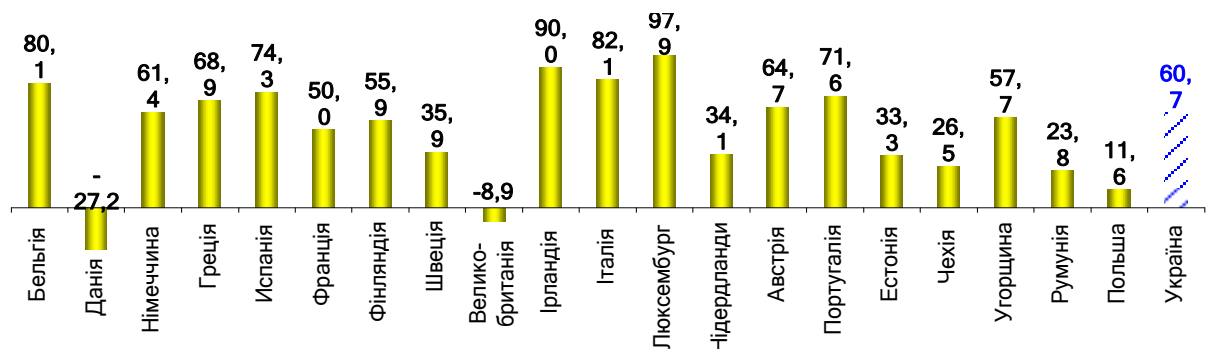


Рис.1.2. Енергетична залежність України та країн світу (%) в 2000–2004 рр.

У структурі споживання ПЕР в Україні за минулі роки найбільший обсяг припадає на газ – 41 % (в країнах світу 21 %); обсяг споживання нафти в Україні становив 19 %, вугілля – 19 %, ядерного палива – 17 %, гідроресурсів та інших відновлюваних джерел – 4 %. Це наочно ілюструє таблиця 1.10.

Таблиця 1.10 – Структура споживання енергії на початок ХХІ ст.,%

ПЕР,	Світ	Україна	ЄС-15	США
Природний газ	21	41	22	24
Нафта	35	19	41	38
Вугілля	23	19	16	23
Уран	7	17	15	8
Гідро- та відновлювані ресурси	14	4	6	7
Усього	100	100	100	100

Відсутність політики диверсифікації та орієнтація на переважне використання природного газу збільшує енергозалежність України і як наслідок суттєво впливає на її енергетичну безпеку. Вирішити проблему задоволення потреби України в паливі заплановано за рахунок скорочення використання природного газу і збільшення частки твердого палива у виробництві електричної і теплової енергії. Це дозволить зменшити залежність економіки України від дорогого імпортного газу. Однак перерозподіл видів ПЕР на користь кам'яного вугілля загострює непросту екологічну обстановку, передусім, у великих промислових центрах.

Як було показано раніше, найбільш узагальненим показником ефективності використання потенціалу ПЕР є енергоємність ВВП, яка для України в 2–4 рази вища за аналогічний показник багатьох розвинутих країн (рис. 1.3).

З діаграми, яка наведена на рис. 1.3, видно, що перед Україною стоїть складне завдання: знизити до 2030 р. енергоємність до середньосвітового рівня (0,4 кг у. п./дол. США). Для цього, якщо виходити зі стратегії розвитку енергетики України до 2030 р. темпи зміни ВВП і споживання енергії повинні змінюватися так, як це показано на рис. 1.4 і 1.5. Досягнення подібних показників планується за рахунок енергозбереження шляхом перебудови економіки:

- технічної (технологічної): модернізація чи заміна енергоємних технологій; підвищення енергоефективності промислового і соціально-комунального секторів; зниження витрат енергоресурсів;

- структурної: корінні структурні зміни економіки в цілому для створення малоенергоємних і малоресурсоємних технологій.

Усе це можливо лише при обов'язковому переході до ринкової політики формування цін на енергоресурси (як первинні, так і вторинні). Потрібно пам'ятати і реалізувати переваги природно-кліматичних умов України, що дозволяють ефективно використовувати нетрадиційні і поновлювані джерела енергії: метан вугільних родовищ, біогаз побутових відходів, енергію вітру, сонячну і геотермальну енергії.

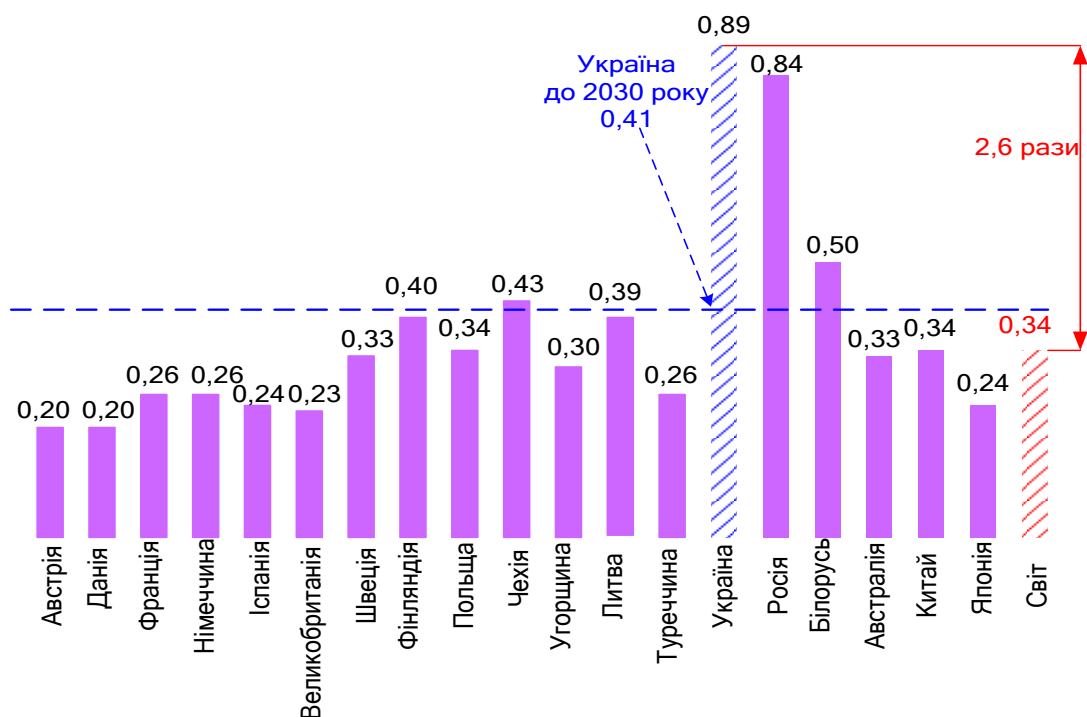


Рис. 1.3. Енергоємність ВВП світових держав, кг у. п./дол. США (ПКС) (Key World Energy Statistics, 2003, 2004)

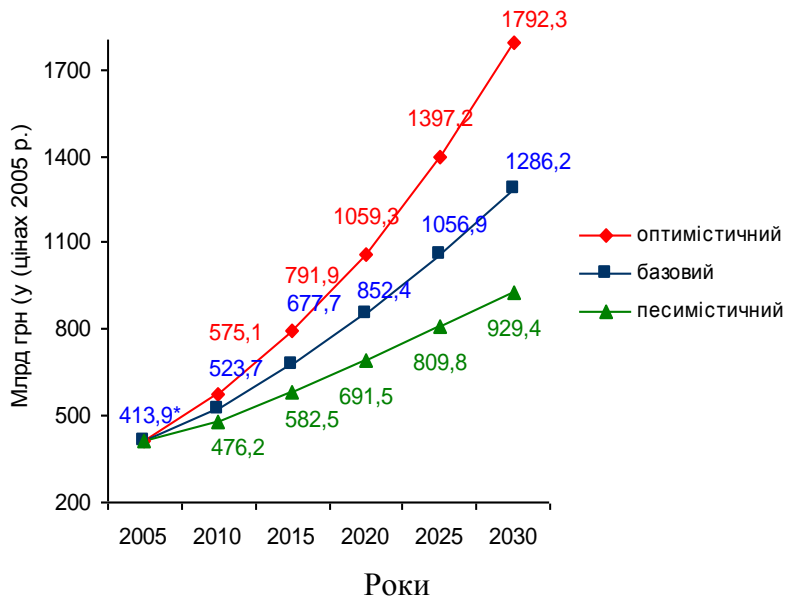


Рис. 1.4. Прогноз обсягів виробництва ВВП, млрд грн (ціни 2005 р.)

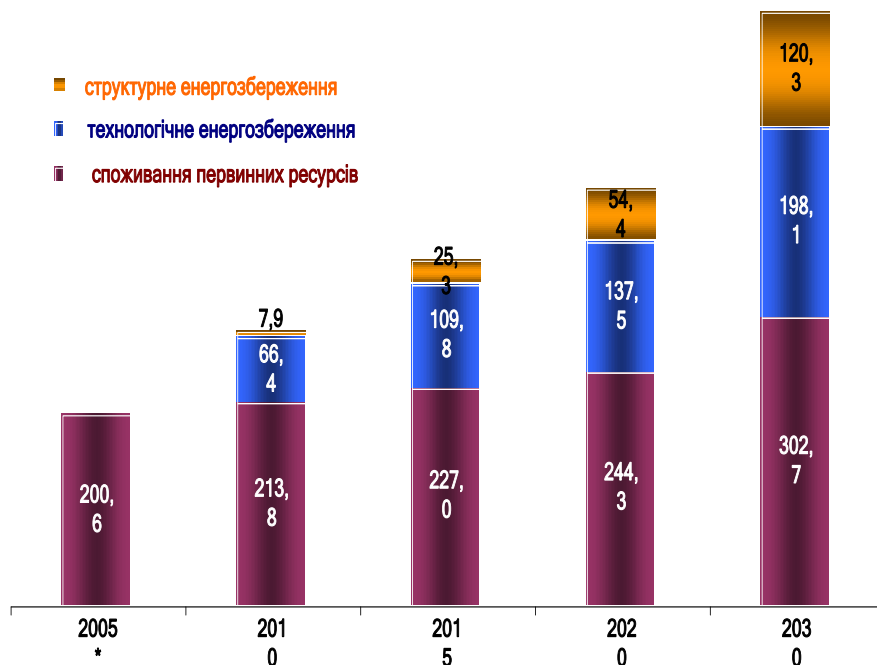


Рис. 1.5. Прогноз динаміки споживання первинних ресурсів, рівнів структурного і технологічного енергозбереження з 2005 до 2030 року, млн т у. п. (базовий сценарій)

Глава 2. ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ТА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ

2.1. Системи енергопостачання

Сучасна енергетика є складною багаторівневою ієрархічною структурою, призначеною забезпечити комфортні умови проживання населення, а також нормальне функціонування промислових підприємств, виробництв і закладів. Нормальне функціонування і розвиток споживачів різного рівня можливі лише на основі надійної та ефективної системи забезпечення їх потрібною енергією та енергетичними ресурсами. Політична та економічна незалежність і безпека держави багато в чому визначаються наявністю енергетичних ресурсів, їх виробництвом, кількістю та якістю.

Різноманіття форм енергії, здатність їх до взаємоперетворення дозволяє використовувати для виробництва і споживання енергії різні енергоресурси та енергоносії та визначає їх взаємозамінність. Енергетична цінність ресурсів, ефективність способів їх перетворення, ступінь досконалості процесів і установок, технологічних стадій енергетичного виробництва визначається в остаточному підсумку коефіцієнтом використання енергоресурсу (коефіцієнтом корисної дії енергоустановки).

Енергетика – галузь народного господарства, що охоплює виробництво, перетворення і використання різних форм енергії. В енергетиці використовують п'ять основних видів установок або систем:

- генерувальні – перетворюють потенційну або хімічну енергію природних енергетичних ресурсів на електричну, теплову, механічну або інший вид енергетичного ресурсу (наприклад, турбоустановки, газогенерувальні установки, котли, компресори);
- перетворювальні – змінюють параметри та мають інші особливості певного виду енергії (трансформаторні підстанції, інвенторні електроустановки, трансформатори теплоти та ін.);
- мережі – призначені для передачі та розподілу енергії (електричні, теплові, газові; нафтопроводи, мережі стиснутого повітря та ін.);

- акумулювальні – призначені для часткового регулювання режиму виробництва енергії (електричні і теплові акумулятори, насосно-акумулювальні гідроелектричні тощо);

- споживачі – призначені для перетворення енергії у той вигляд, у якому її безпосередньо використовують (електричний привід машин, опалювальні установки, промислові печі, світильники та ін.).

Основними використовуваними формами є тепла енергія та електроенергія.

Галузь енергетики, у якій одержання, перетворення, транспортування і використання цих форм енергії відбуваються за рахунок спалювання органічного палива, називають *теплоенергетикою*.

Галузь енергетики, яка займається перетворенням гідроенергії на електричну, називають *гідроенергетикою*.

Відкриття можливості використання енергії атомного ядра обумовило появу нової галузі енергетики – *атомної, або ядерної, енергетики*.

Використанням енергії вітру займається *вітроенергетика*.

Енергетичні технології, що базуються на використанні енергії сонця, належать до *геліоенергетики*.

Кожна з галузей енергетики як наука має свою теоретичну основу, що ґрунтується на фізичних законах відповідної сфери.

Перетворення енергії пов'язане з потребою використання різних її форм для сучасних технологічних процесів, і коло проблем, що цікавлять науку, не вичерпується тільки переходом одних форм енергії в інші. Так, при використанні теплової енергії визначальними чинниками можуть бути різні рівні температури і тиску теплоносія (пари, повітря, води); електричну енергію можуть споживати у вигляді змінного або постійного струму і за різних рівнів напруги.

Перетворення енергії відбувається в різних машинах, апаратах і пристроях, які є технічною основою енергетики. Так, у котельних установках хімічна енергія палива перетворюється на теплову; у паровій турбіні – тепла енергія, носієм якої є водяна пара, перетворюється на механічну, яка, в свою чергу, в електричному генераторі перетворюється на електричну.

На гідроелектростанціях у гідротурбінах і електрогенераторах енергія водяних потоків перетворюється на електричну; в електричних двигунах електрична енергія перетворюється на механічну тощо.

Способи створення і експлуатації різних установок, машин, апаратів і пристроїв, призначених для одержання, перетворення, транспортування і застосування різних форм енергії, базуються на використанні відповідних розділів теоретичних основ енергетики: теплотехніки, електротехніки, гідротехніки, вітротехніки та ін.

У цій складній структурі енергетичних галузей на сьогодні застосовують ключові поняття:

- *енергетичний ланцюжок (energy chain)* охоплює потік енергії від видобутку (виробництва) первинного енергоресурсу до одержання і використання підведеної кінцевої енергії;

- *первинний енергоресурс (primary energy resource)* – енергоресурс (сира нафта, природний газ, вугілля, горючі сланці, ядерна енергія, гідроенергія, геотермальна, сонячна, вітрова енергія тощо), який не переробляли і не перетворювали;

- *енергоносій (energy carrier)* – ресурс, що безпосередньо використовують на стадії кінцевого споживання, попередньо перероблений, перетворений, а також природний енергетичний ресурс, що споживається на цій стадії;

- *підведений енергетичний ресурс (energy resource supplied)* – енергоресурс, підведений до енергетичної установки для переробки, перетворення, транспортування або використання.

- *кінцева підведена енергія (final energy або energy supplied)* – енергія, підведена до споживача перед її кінцевим перетворенням на корисну роботу (кінцевим використанням), або кількість енергії в підведеному енергетичному ресурсі або енергоносії;

- *енергопостачання* – сукупність послідовних процесів виробництва, передачі і використання енергії;

- *система енергопостачання* – сукупність установок і пристроїв, призначених для цілей енергопостачання;

- *ланцюг перетворення енергії* – сукупність процесів і відповідних елементів для їх реалізації, що характеризують перехід від одного виду енергії до іншого.

Енергію у вільній формі неможливо накопичувати на будь-який тривалий час. Тому процеси виробництва і споживання енергії мають збігатися в часі або відбуватися безпосередньо один за одним і бути пов'язаними між собою відповідною ланкою передачі. Це суттєво впливає на характер виробничих, технічних та економічних зв'язків енергетики з іншими галузями матеріального виробництва і стосується структури та форм розвитку власне енергетики і систем енергопостачання.

У ряді випадків вживають поняття *види енергії*, під яким розуміють різні джерела енергії. Зокрема, розглядають невідновлювані ПЕР: викопне органічне паливо (вугілля, нафту, природний газ, торф, горючі сланці), ядерну енергію. Існують й інші ПЕР або джерела енергії, наприклад, біомаса, енергія сонця, вітру, хвиль, гідроенергія, геотермальна енергія. Це відновлювані види енергії, на відміну від викопного палива, що утворилося в процесі біохімічних реакцій в надрах Землі сотні мільйонів років тому.

Усі зазначені вище види енергії – це первинні енергетичні ресурси, вони утворюють першу ланку ланцюга перетворення енергії (рис. 2.1).

Ця схема наочно демонструє шлях енергії від вихідного стану до кінцевого споживання, показує загальний взаємозв'язок між джерелами енергії і видами кінцевої енергії. Наприклад, сира нафта, яку видобувають з надр землі, є первинним джерелом енергії, яку застосовують обмежено. Її можна перетворити на корисніші вторинні джерела енергії, такі як бензин, газове паливо, мазут, дизельне паливо тощо.

Такі перетворення пов'язані зі значними втратами енергії: вторинну енергію треба довести до споживача, що потребує додаткових витрат енергії на її транспортування та розподіл. На цьому етапі джерело енергії перетворюють на відповідний енергоносіє, який на заключному етапі використовують для отримання кінцевої корисної енергії і подачі її до пункту споживання. Наприклад, у процесі спалювання мазуту в топці одержуємо теплоносіє (водяну пару, гарячу воду), який можна подавати на технологічні потреби, опалення і гаряче водопостачання окремих об'єктів.

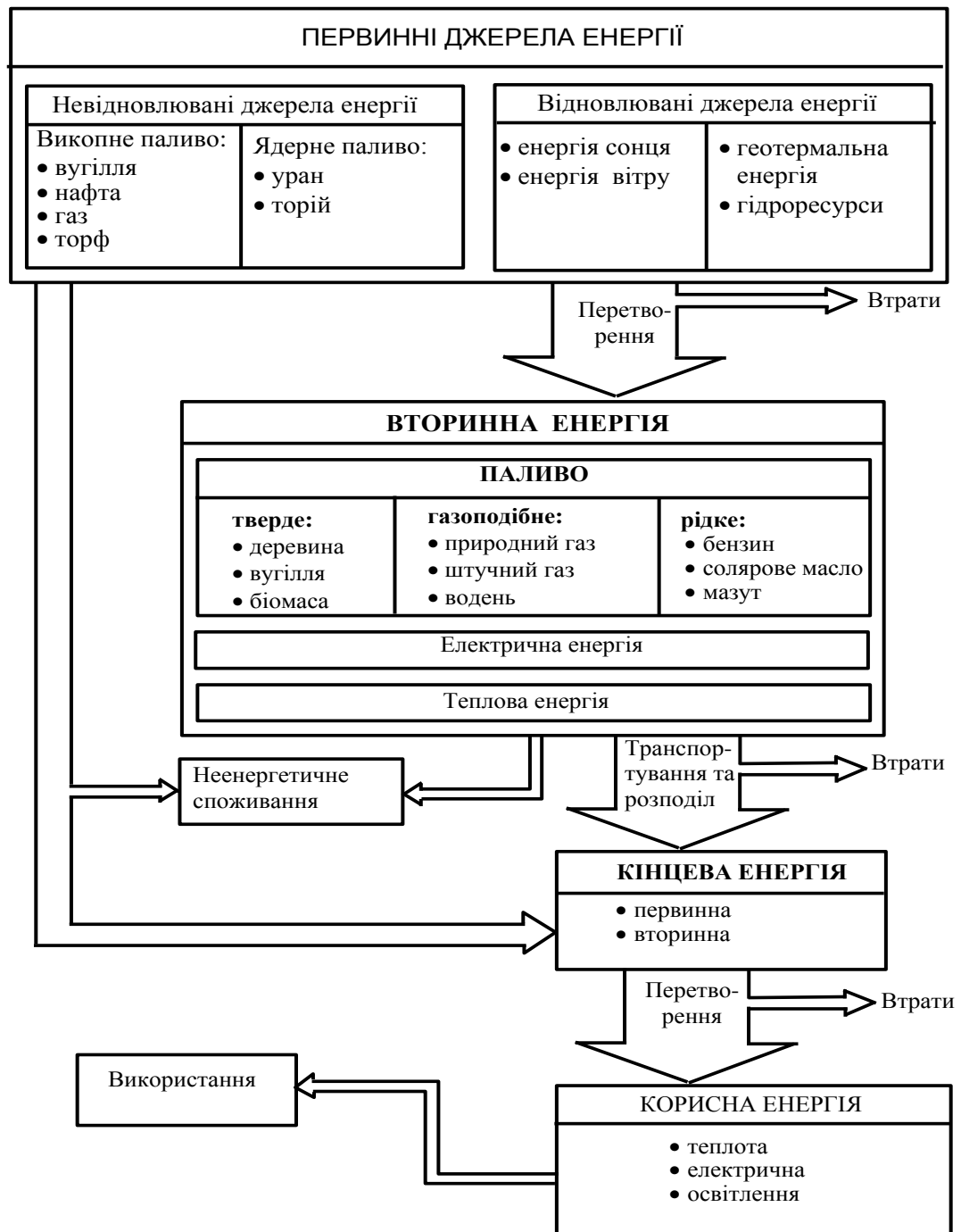


Рис. 2.1. Структура енергопостачання

Основними природними (первинними) ПЕР, на яких базується сучасна енергетика, є викопне паливо (вугілля, торф, нафта, сланці, природ-

ний газ), гідроресурси (енергія рік, морів та океанів), ядерне паливо (уран, торій). Цією обставиною визначаються основні напрями розвитку сучасної енергетики: теплоенергетика (використовує органічне паливо); гідроенергетика (розвивається на базі гідроенергетичних ресурсів); атомна енергетика (основана на перетворенні внутрішньоядерної енергії на інші види).

Основними видами продукції енергетичної галузі є електрична і теплова енергія. Пристрої, у яких енергія природних енергетичних ресурсів перетворюється на інші види енергії, називають енергогенерувальними (або енергогенераторами); пристрої, у яких енергія перетворюється на кінцевий вид, – енергоспоживачами (або абонентами).

Отже, виходячи із завдань енергопостачання і враховуючи ланцюг перетворення енергії, будь-яка система енергопостачання базується на визначених енергетичних ресурсах і містить три головні елементи: джерело енергії (енергогенератор), мережі (розподільні і транспортні) та енергоспоживача (абонент). Структура передавальних ланок у системі визначається рівнем концентрації і централізації енергопостачання.

Концентрація – процес зосередження виробництва енергії на великих енергетичних об'єктах, тобто збільшення одиничної потужності і продуктивності енергетичних установок і устаткування. Концентрація – один з найважливіших чинників удосконалювання технічної бази і підвищення ефективності енергетичного виробництва.

Централізація – об'єднання споживачів енергії спільними для них енергетичними мережами і джерелами енергії, зумовлене передусім нерозривністю в часі процесів виробництва і споживання енергії. Централізація в енергетиці – форма раціональної організації енергопостачання.

Концентрація і централізація енергопостачання збільшують дальність передачі енергії, що пов'язано з додатковими капітальними та експлуатаційними витратами і втратами енергії в розподільчій системі. Знизити ці втрати і збільшити дальність транспортування дозволяє підвищення потенціалу енергоносіїв, що використовують для передачі і розподілу енергії.

Тому важливим елементом централізованих систем енергопостачання є трансформувальні (перетворювальні) енергоустановки. Вони призначені для зміни і регулювання рівня потенціалу енергоносіїв, а також об'єднаних в одній системі споживачів з різним рівнем потенціалу розподіленої між ними енергії.

Основною формою енергопостачання в багатьох країнах на тривалу перспективу були і залишаються централізовані системи. Об'єднуючи енергогенерувальні установки, трансформувальні і розподільні пристрої та енергоспоживачів, вони характеризуються єдністю принципів формування і режиму роботи всіх ланок, взаємозалежністю процесів виробництва, розподілу і використання енергії. Концентрація і централізація – неодмінна умова створення ефективних форм енергопостачання, розширення сфер і подальшого впровадження найраціональніших видів енергії в різні технологічні процеси. З цим пов'язане об'єднання власне енергетики, паливодобувних галузей і переробної промисловості в єдиний ПЕК.

2.2. Базові енергетичні установки в системах енергопостачання

Основні типи електричних станцій. Залежно від виду первинної енергії розрізняють ТЕС, ГЕС, АЕС та ін. До ТЕС належать конденсаційні електростанції (КЕС) і теплофікаційні або теплоелектроцентралі (ТЕЦ). КЕС використовують органічне паливо, на базі якого виробляють електричну енергію. ТЕЦ також працюють на органічному паливі, але, на відміну від КЕС, виробляють як електричну, так і теплову енергію у вигляді гарячої води і пари для промислових потреб та теплофікаційних цілей. Атомні електростанції, переважно конденсаційного типу, використовують енергію ядерного палива. У ТЕЦ, КЕС і державних районних електростанціях (ДРЕС) потенційна хімічна енергія органічного палива (вугілля, нафти або газу) перетворюється на теплову енергію водяної пари, яка, у свою чергу, перетворюється на електричну. Саме так на кінець ХХ ст. вироблялось ~80 % одержуваної в світі енергії. Слід зазначити, що сучасні атомні і,

можливо, майбутні термоядерні електростанції також є тепловими станціями. Відмінність полягає в тому, що топка парового котла (генератора теплової енергії у вигляді водяної пари відповідних параметрів) замінюється ядерним або термоядерним реактором.

Гідравлічні електростанції, на відміну від ТЕС і АЕС, використовують відновлювану первинну енергію у вигляді гідравлічного напору потоку води, який перетворюється на механічну енергію в гідравлічній турбіні і на електричну – в електрогенераторі.

Теплові, гідроелектричні та атомні станції – основні енергогенерувальні джерела, розвиток і стан яких визначають рівень і можливості сучасної світової енергетики й енергетики України зокрема. Електростанції зазначених типів називають також турбінними.

Однією з основних характеристик електростанцій є встановлена потужність, що дорівнює сумі номінальних потужностей електрогенераторів і теплофікаційного обладнання. *Номінальна потужність* – це найбільша потужність, за якої обладнання може працювати тривалий час відповідно до технічних умов.

З усіх видів виробництва енергії найбільш розвинена теплоенергетика – енергетика парових турбін на органічному паливі. Питомі капіталовкладення на будівництво ТЕС істотно нижчі, ніж для ГЕС і АЕС. Значно коротший і термін будівництва ТЕС. Щодо собівартості виробленої електроенергії, то найнижчою вона є на гідроелектричних станціях. Вартість виробництва електроенергії на ТЕС і АЕС різниться не дуже істотно, але все ж таки нижча на АЕС.

Однак ці показники не є визначальними при виборі того або іншого типу електростанції. Багато залежить від місця знаходження станції. ГЕС будують на річці; ТЕС розміщують зазвичай неподалік від місця видобутку палива або району великої концентрації споживання енергії. ТЕЦ бажано мати поруч зі споживачами теплової енергії. АЕС не можна будувати поблизу населених пунктів. Отже, вибір типу станції багато в чому залежить від їх призначення і передбачуваного розміщення.

З урахуванням специфіки розміщення ТЕС, ГЕС і АЕС визначають не тільки розміщення електростанцій, але й умови майбутньої експлуатації цих енергетичних об'єктів: розташування станції щодо центрів споживання, що особливо важливо для ТЕЦ; основний вид енергоресурсу, на якому буде працювати станція, та умови його надходження на станцію; умови водопостачання станції, які набувають особливого значення для КЕС і АЕС. Суттєвим моментом є близькість станції до залізничних та інших транспортних магістралей, до населених пунктів. В останні десятиліття на собівартість виробництва енергії, вибір типу електростанції і її розміщення значно впливають екологічні чинники, обумовлені одержанням і використанням енергоресурсів.

Глобальні проблеми навколишнього середовища особливо загострилися наприкінці 80-х рр. ХХ ст. після встановлення фактів руйнування озонового шару, збільшення концентрації вуглекислого та інших шкідливих газів в атмосфері. Відповідно до «Міжнародного огляду ринку енергосистем», підготовленого американськими експертами, до 2015 р. об'єми викидів CO_2 досягнуть 9700 млн т, що на 61 % більше, ніж у 1990 р. Дві третини цих викидів припадає на країни, енергетика яких залежить переважно від вугілля.

Про значне техногенне навантаження на територію України свідчать дані про рівень викидів у докризовому 1989 р.: пилу – 2 млн т, SO_2 – 3,1 млн т, CO_2 – 3,7 млн т, CO – 0,8 млн т. Після аварії на Чорнобильській АЕС радіонуклідами забруднено 4,6 млн га орних земель, вилучено із землекористування 119 тис. га. Тільки радіоактивне забруднення Цезієм-137 становить: 34 000 км^2 – 1...5 Кі на 1 км^2 ; 1 960 км^2 – 5...15; 820 км^2 – 15...40; 640 км^2 – понад 40 Кі на 1 км^2 .

Отже, у ряді регіонів України масштаби забруднення навколишнього середовища досягають критичного рівня. Головні забруднювачі атмосфери – енергетика, металургія і транспорт. Зі зростанням енерговиробництва й енергоспоживання забруднення атмосфери перетворюється на важливу техніко-економічну і соціальну проблему.

Потенціал електроенергетики України становлять 44 потужних ТЕС, 7 ГЕС і 5 АЕС (табл. 2.1). Важливе значення мають теплові електростанції, обладнані переважно блоками 150, 200, 300 і 800 МВт, найбільш великі з яких: Вуглегірська (3 600 МВт), Запорізька (3 600 МВт), Криворізька (2 820 МВт), Бурштинська (2 300 МВт), Зміївська (2 150 МВт), Ладиженська, Трипільська (1 800 МВт). Усі вони, як і багато інших ТЕС, розміщені в основних промислових регіонах України.

Таблиця 2.1– Розподіл виробництва електроенергії між об’єктами Мінпаливенерго України

Тип електро-станції	Установлена потужність		Виробництво електричної енергії, роки							
	млн кВт	%	1990		1995		2000		2005	
			млрд кВт·год	%	млрд кВт·год	%	млрд кВт·год	%	млрд кВт·год	%
ТЕС+ТЕЦ	30,1	57,8	211,6	70,8	113,3	58,4	80,8	48,04	75,52	40,8
ГЕС +ГАЕС	4,74	9,1	10,7	3,6	10,2	5,3	11,4	6,67	12,31	6,6
АЕС	13,7	26,6	76,2	25,6	70,7	36,3	77,3	45,29	88,76	47,9
Блок-станції та інші джерела	3,36	6,5	–	–	–	–	–	–	8,64	4,7
Усього	52,0	100	298,5	100	194,0	100	169,5	100	185,23	100

ТЕС працює за рахунок використання трьох видів природних ресурсів: палива, води і повітря. Перше місце за вартістю серед них посідає паливо.

Конденсаційна електростанція потужністю 2,5 млн кВт спалює за рік майже 6 млн т антрацитового штибу або приблизно 12 млн т бурого вугілля. Для перевезення 6 млн т вугілля в рік щодоби потрібні 300 вагонів. Транспортні витрати зростають пропорційно відстані від місця видобутку до ТЕС. Для потужності електростанції 4 млн кВт транспортування висо-

коякісного палива не вигідно уже на відстані понад 400 км, а низькокалорійного – понад 100 км. Рациональнішим є розміщення станції поблизу місця видобутку палива, а електроенергію подавати по лініях електропередач. Крім того, на охолодження відпрацьованого тепла і конденсату цієї електростанції витрачається $90 \text{ м}^3/\text{с}$ води. Площа дзеркала ставка-охолоджувача, який забезпечує подачу й охолодження такої кількості води, має бути не менше 2 500 га. Використання градирень для охолодження води знижує термічний ККД станції. Тому великі ТЕС будують у місцях, близьких до родовищ палива, де можливо створити ставок-охолоджувач або використати воду річок.

Отже, можна відзначити чітку тенденцію «осередкового» розміщення великих теплових електростанцій України: смугою від Дону до Дністра (Слов'янська, Зміївська, Придніпровська, Запорізька, Криворізька та ін.).

Енергетичні установки й устаткування, що працюють на органічному паливі, в Україні практично вже виробили свій ресурс (їх експлуатують 20 і більше років), вони катастрофічно «старіють» і потребують заміни чи модернізації. Водночас в останні роки не очікується введення нових потужностей. Через це погіршуються умови експлуатації теплових електростанцій, знижується ККД виробництва електричної і теплової енергії, швидко зношується устаткування, збільшується кількість викидів в атмосферу високотоксичних речовин, розширюються території, відчужені під золошлакові відходи (тільки на Зміївській ГРЕС щорічно скидають 800 тис. т золошлакових відходів і щодоби 300 т золи в атмосферу).

Атомні електростанції є одним з альтернативних напрямків енергетичної галузі України. На сьогодні це єдиний напрямок енергетики України, який працює досить стабільно і забезпечує більш ніж 45 % електроенергії в загальному енергетичному балансі. Україна має власні запаси ядерного палива, хоча для вирішення проблем його підготування також потрібні час і відповідні засоби. Отже, розвиток власної атомної енергетики – реальний шлях до досягнення енергетичної незалежності.

Атомні електростанції характеризуються потужнішими енергоагрегатами і відповідно більшою загальною потужністю, ніж теплові електростанції.

В Україні є п'ять АЕС: Запорізька – потужністю 6000 МВт, Південно-Українська – 3000 МВт, Рівненська – 1818 МВт, Ладиженська і Хмельницька – по 1000 МВт. Чорнобильську АЕС (1000 МВт) зупинено 2000 р. після аварії 1986 р. Українські АЕС оснащено переважно паротурбінними блоками 1000 МВт і реакторами ВВЕР. Їх сумарна встановлена потужність становить 24 % від загальної потужності електростанцій України, саме вони виробляють майже 50 % усієї електроенергії країни. Отже, АЕС мають важливе значення в енергетиці України. Їх експлуатація пов'язана з цілим рядом проблем і передусім із захороненням радіоактивних відходів.

Якщо для ТЕС потужністю 4 млн кВт потрібна площа ставків-охолоджувачів 4000 га, то для АЕС – до 6000 га. Існують й інші способи відведення теплоти на електростанціях, наприклад, за рахунок використання проточної води річок, застосування градирень. Але перший з них на території України практично цілком вичерпано, а другий не дозволяє одержати максимальний ККД станції. До того ж тепловий потік від градирень інтенсивніший, ніж від ставків-охолоджувачів. Питоме тепловиділення у процесі використання ставків-охолоджувачів становить близько 1 кВт на кожний квадратний метр охолоджувача. Наскільки велика ця цифра, можна оцінити на прикладі сонячного випромінювання, тепловий питомий потік якого становить 0,14 кВт/м².

Значний вплив електроенергетики на навколишнє середовище проявляється в регіональних змінах кліматичних умов у зв'язку з концентрацією великих об'ємів теплових викидів на порівняно малих площах. Так, теплові викиди ТЕС, що працює на органічному паливі, еквівалентні майже полуторній тепловій потужності. Станція потужністю 4 млн кВт виділяє в навколишнє середовище 6 млн кДж/с теплової енергії. АЕС має ще більші теплові викиди: при тій самій потужності в 4 млн кВт втрати становлять 9,2 млн кДж/с теплової енергії, тобто в півтора раза більше, ніж для ТЕС. Теплові потоки великих електростанцій, розміщених в Україні порівняно густо, можуть об'єднуватися і створювати так звані «острови теплоти» з відповідними змінами мікроклімату.

Гідравлічні електростанції забезпечують не тільки виробництво та акумулювання електроенергії, але завдяки наявності водоймища дозволяють вирішувати ряд інших важливих народногосподарських завдань, пов'язаних з судноплавством, водопостачанням, зрошенням сільгоспугідь, розвитком рибного господарства і рекреацією земель.

Прикладом такого комплексного вирішення народногосподарських завдань є каскад ГЕС на Дніпрі. Із загальної встановленої потужності ГЕС і ГАЕС України (4,7 млн кВт), більше 3,8 млн кВт припадає на частку шести ГЕС цього каскаду: Київську – потужністю 361,2 МВт, Канівську – 444 МВт, Кременчуцьку – 625 МВт, Дніпродзержинську – 352 МВт, Дніпровську – 1532 МВт і Каховську – 351 МВт.

Поруч з Київською ГЕС споруджено ГАЕС, яка забезпечує зняття пікових навантажень переважно для Києва в ранкові і вечірні години, коли потреба в електроенергії різко зростає. Потужність Київської ГАЕС – 235,5 МВт. На р. Дністер неподалік від м. Могилів-Подільський споруджено Дністровську ГЕС потужністю 702 МВт, у Закарпатській області – Теренківську ГЕС потужністю 27 МВт.

2.3. Галузь малої енергетики

До *малої енергетики* України належать промислові ТЕЦ (ПТЕЦ) і котельні, все устаткування комунальної енергетики, районні котельні, промислові печі, побутові енергоустановки різної потужності, автономні теплоцентралі. Для них передусім характерний низький рівень економічності, надійності і безпеки, зокрема й екологічної. Мала енергетика споживає більше 60 % усього палива ПЕК України. Об'єми споживання газоподібного, рідкого і твердого палива становлять (в умовному паливі) відповідно 49, 20 і 31 %.

В Україні нараховують більше 2,0 млн одиниць паливоспалювальних установок, використовуваних малою енергетикою. Значна їх частина (більше 1,5 млн) – котли тепловою потужністю до 0,1 МВт.

Особливу групу устаткування малої енергетики утворюють промислові ТЕЦ (243 одиниці загальною потужністю 3 100 МВт). Загальне вироблення електроенергії промисловими ТЕЦ 1995 р. становило 5,7 млн кВт·год, а теплової енергії – 43,3 млн Гкал. При цьому витрачено 11,3 млн т у. п., зокрема 7,5 млрд м³ газу, 1,7 млн т рідкого палива (переважно паливного мазуту) і 0,4 млн т вугілля. Техніко-економічні показники більшості зазначених ПТЕЦ дуже низькі, а негативний вплив на екологію дуже значний.

Найбільшими споживачами палива є також промислово-виробничі та опалювальні котельні, з яких 1750 мають установлену одиничну невелику потужність близько 20 Гкал·год.

Отже, на потреби потужностей енергогенерувальних систем теплопостачання малої енергетики витрачають ПЕР більше, ніж на будь-яку іншу галузь народного господарства. Ефективність використання палива й екологічні показники цих систем теплопостачання не завжди відповідають сучасним вимогам науково-технічного прогресу. Є велика кількість низькоефективних котельних і автономних теплогенераторів, які спалюють найдефіцитніші види палива – газ, мазут (до 60 % від загальної кількості палива, що споживає весь ПЕК). Середня питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії дуже висока (43,5 кг у. п./ГДж або 181,9 кг у. п./Гкал) і відповідає середньому ККД не більше 75 %. Здебільшого теплові ККД дрібних котелень та індивідуальних джерел в 1,5–2 рази нижчі за технічно допустимий рівень. Усі ці джерела виробництва теплоти є не тільки найбільшими споживачами ПЕР, але й джерелами забруднення навколишнього середовища, вони збільшують екологічне навантаження на міста і населені пункти.

В економічному й екологічному розумінні найдосконалішими є теплоелектроцентралі і великі районні котельні. Однак їх використання економічно виправдане тільки за наявності великих централізованих споживачів. Потреба в розгалужених і дорогих теплових мережах помітно знижує ефективність ТЕЦ і масштаби їх використання.

Важливою складовою малої енергетики є підприємства відновлюваних джерел енергетики, на стислій характеристиці яких зупинимось в розділі 3.2.

Глава 3. ЕНЕРГЕТИКА І НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ

3.1. Екологічні аспекти базової енергетики

Енергетика і паливно-енергетичний комплекс, що реалізує її призначення, є основою існування і розвитку цивілізації. Концентруючи величезні матеріальні ресурси, переробляючи колосальні паливно-енергетичні ресурси, активно втручаючись у гідро-, літо- й атмосферу, енергетика здатна змінити і вже змінює навколишнє природне середовище.

Пізнаючи закони природи і створюючи потужнішу техніку, людство за масштабами свого втручання в природне середовище зрівнялося з планетарними силами. Спровоковані діяльністю людини екологічні катастрофи не поступаються за масштабами свого руйнівного потенціалу ядерній загрозі. Тому на сучасному етапі розвитку людства вже недостатньо розглядати взаємодію енергетики з навколишнім середовищем на рівні окремих локальних впливів. З подальшим ростом енерговиробництва та енергоспоживання забруднення атмосфери перетворюється в серйозну техніко-економічну і соціальну проблему.

Таким чином, виробництво енергії і теплоти на базі використання традиційних енергоресурсів є унікальним за масштабами матеріального та енергетичного обміну з навколишнім середовищем. Споживаючи величезну кількість природних первинних енергоресурсів у вигляді твердого, рідкого і газоподібного палива, річне споживання якого наблизилося до 14 млрд т н. е., і кисню повітря – 87,5 млрд т у рік, енергетичне виробництво, крім корисної енергії, постачає велику кількість газоподібних і твердих продуктів згоряння, а також стічних вод. Екологія та економіка природокористування ще не в змозі повною мірою оцінити збиток, що завдається цими викидами природному середовищу і народному господарству.

Наведемо для узагальнення традиційні способи виробництва теплової та електричної енергії в котельних і ТЕС, пов'язані з негативним локальним і глобальним впливом на навколишнє середовище, зумовленим:

- викидом в атмосферу таких шкідливих речовин, як оксиди сірки та азоту, монооксиди вуглецю, тверді частинки золи, канцерогенні органічні речовини, зокрема бенз(а)пірен та ін.;

- викидом величезних кількостей діоксиду вуглецю, що є основним чинником виникнення «парникового ефекту»;

- тепловим забрудненням навколишнього середовища;
- скиданням мінералізованих і нагрітих вод;
- споживанням у великих об'ємах кисню і води;
- забрудненням ландшафту;
- виникненням електромагнітних та електростатичних полів.

Під час спалювання вугілля в атмосферу виділяються зола із частинками неспаленого палива, сірчистий і сірчаний ангідриди SO_2 і SO_3 , оксиди азоту NO_2 і NO_3 , деяка кількість фтористих сполук та гідрокарбонати, а також газоподібні продукти неповного згорання. Летка зола іноді містить, крім нетоксичних складових, шкідливі домішки. Так, в золі донецьких антрацитів у незначній кількості міститься арсен, а в золі екібастузького вугілля і деяких інших родовищ – вільний діоксид кремнію, у золі сланців і вугілля Кансько–Ачинського басейну – вільний діоксид кальцію.

У процесі спалювання мазуту в атмосферне повітря з димом і газами надходять: сірчистий і сірчаний ангідриди SO_2 і SO_3 , оксиди азоту (NO і NO_2), газоподібні і тверді продукти неповного згорання палива, сполуки ванадію, солей натрію, а також речовини, які видаляють з поверхні котлів під час їх очищення.

Природний газ в екологічному плані є найчистішим видом палива. Проте і під час добре організованого спалювання природного газу утворюються шкідливі речовини: діоксид вуглецю CO_2 , оксиди азоту, у незначних кількостях оксиди сірки SO .

Незважаючи на найбільш негативний вплив продуктів згорання вугілля на навколишнє середовище, електроенергію виробляють переважно на твердому паливі. Якщо 1974 р. частка твердого палива в ПЕР становила 50 %, то до середини 90-х рр. його частка збільшилася до 60 %. Споживан-

ня нафти, навпаки, досягнувши пікового рівня 1980 р., набуло стабільної тенденції з темпом зменшення близько 2,6 % на рік. Застосування газу для генерування енергії постійно зростає.

Перевага, яку віддають вугіллю у виробництві теплової та електричної енергії, зумовлена тим, що світові розвідані запаси кам'яного вугілля становлять 87 % від усіх викопних джерел енергії на планеті. Загальні світові запаси кам'яного вугілля, включаючи прогнозовані родовища, мають енергетичний потенціал, що в 25 разів перевищує нафтовий. Якщо припустити, що людство відмовиться від усіх інших джерел енергії і буде використовувати тільки кам'яне вугілля, то з урахуванням щорічного зростання споживання енергії його вистачить приблизно на 200 років. Однак негативні екологічні наслідки при цьому неминучі. Крім того, щоб успішно спалювати різні види палива в топках котельних агрегатів, треба впроваджувати новітні технології.

Роль енергетичних ресурсів у життєдіяльності суспільства особливо виразно було продемонстровано під час енергетичної кризи 1973–1974 рр. У ці роки відбулася справжня революція в підходах до енергоспоживання в індустріальних країнах, які зуміли, практично не збільшуючи споживання енергоресурсів, нарощувати ВВП. Корінної перебудови зазнала економіка як у структурному, так і в технологічному відношенні. Енергоємність ВВП стала одним з найважливіших і визначальних показників макроекономічного і науково-технічного стану економіки.

Рівень розвитку ПЕК значною мірою визначає темпи зростання і технічний рівень виробництва, стан економіки і добробут суспільства загалом. Еволюція не терпить застою. Розвиток цивілізації неможливо уявити без зростання споживання енергії та енергоресурсів як загального (глобального), так і місцевого (локального) плану. У глобальному плані – це регулювання виробництва енергії і зростання споживання енергоресурсів на державному і міжнародному рівні; перехід на нові, екологічно чисті й енергозберігаючі технології виробництва енергії; перегляд ставлення до процесу енергоспоживання, до визнаних людських цінностей, укладу життя як окремої людини, так і людства загалом. Реалізація зазначених процесів потребує розробки довгострокових державних програм, розрахованих на багато десятків років.

Тому паралельно із зазначеним вище, щоб знизити вплив енергетики на біосферу, треба розглядати такі заходи, які вже сьогодні можуть привести до істотних результатів. Наприклад, викиди шкідливих речовин енергетичними об'єктами можна знизити за рахунок подальшого заміщення мазуту природним газом, удосконалення пальникових пристроїв, організації багатоступеневого спалювання палива, застосування прогресивних способів очищення палива від сірки, підвищення ефективності виробництва теплової та електричної енергії, дотримання спеціальних режимів спалювання палива, застосування сучасних технологій очищення димових газів від SO_x та NO_x та інших заходів, у тому числі створення і впровадження тарифної і цінової політики, що стимулює розробку і використання екологічно чистих технологій і устаткування.

Велику роль у пом'якшенні енергетичної проблеми і підвищенні добробуту населення відіграє енергозбереження – один з пріоритетних і найбільш ефективних напрямків сучасної енергетичної політики. Так, економія 1 т вугілля зменшує викиди золи на 250 кг, оксидів сірки – приблизно на 2 кг, оксидів азоту – на 3 кг, оксиду вуглецю – на 10 кг; економія 1 т мазуту скорочує викиди сірчистого ангідриду на 40 кг, оксиду вуглецю – на 12 кг; економія 1000 м³ природного газу зменшує викиди оксиду азоту на 2,5 кг, оксиду вуглецю – на 8 кг.

Внаслідок підвищення ефективності використання ПЕР за рахунок термодинамічних факторів можливе істотне зниження питомої витрати палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії, що підвищує екологічну безпеку енергетичних об'єктів. Ще актуальнішим є розвиток і використання відновлюваних джерел енергії. Останнє особливо важливо в контексті заходів, вжитих міжнародним співтовариством для зниження дії «парникового ефекту» і виконання інших зобов'язань, пов'язаних із можливою зміною клімату Землі.

3.2. Екологічні аспекти нетрадиційної енергетики і відновлюваних джерел енергії

При оцінці перспектив розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (НВДЕ), як правило, підкреслюється їхня екологічна чистота. Це справедливо для окремих видів НВДЕ, хоча в цілому вони також мають певний негативний вплив на навколишнє середовище. Однак, безсумнівно, що НВДЕ більш прийнятні з погляду впливу на екологію, чим джерела традиційної енергетики (ТЕС, АЕС, ГЕС, ОПК, дизельні установки та ін.).

Розширення використання НВДЕ пов'язано з освоєнням нових технологій перетворення енергії сонця, вітру, біомаси, гідроенергії і геотермального тепла землі. Особлива роль в енергетичній структурі НВДЕ на тривалу перспективу приділяється гідроенергетиці, що на сьогодні є основним видом відновлюваних джерел енергії. Екологічні аспекти застосування малих ГЕС лише в окремих моментах збігаються з проблемами традиційної гідроенергетики і не йдуть з ними ні в яке порівняння.

Загальні негативні наслідки використання НВДЕ обумовлені проблемами землекористування, шуму, зміни ландшафту, застосування нових матеріалів, виробництво яких в окремих випадках може негативно впливати на навколишнє середовище (наприклад, одержання кремнію для сонячної енергетики). Необхідно враховувати, що характер взаємодії цих установок з навколишнім середовищем принципово відрізняється від характеру впливу традиційної енергетики, хоча зберігає негативні впливи, характерні для кожного виду НВДЕ. Тому аналіз можливих наслідків впровадження НВДЕ необхідно проводити ще на етапі розробки і проектування. Це дозволить уникнути помилок, які припускались при освоєнні традиційних енергоустановок, коли спочатку були створені технологічні принципи, і лише потім у процесі експлуатації почалися пошуки шляхів усунення негативних екологічних наслідків.

Найбільш характерним при використанні НВДЕ, з погляду впливу на навколишнє середовище, є таке.

Сонячна енергія. Низькотемпературні сонячні системи тепло– і водопостачання є найбільш поширеними в даний період як в індустріально розвинутих країнах, так і в таких, що розвиваються. В екологічному аспекті при експлуатації низькотемпературним системам притаманні як негативні наслідки циклу видобутку вихідних матеріалів та їх переробки, так і позитивні: зниження негативних впливів на навколишнє середовище викидів продуктів згоряння заміщених традиційних котелень; зниження теплового забруднення.

Середньо- і високотемпературні сонячні установки поки що перебувають на стадії інтенсивної розробки. У світі створено кілька станцій з використанням розсереджених параболічних систем концентраторів (загальною потужністю ~ 400 МВт). Досвід їх експлуатації показав, що основним екологічним фактором для СЕС за термодинамічним циклом перетворення енергії є блокування устаткуванням значних земельних територій. Так, середня потенційна можливість СЕС даного циклу оцінюється в 30÷40 МВт/км².

Вітроенергетика. У світі накопичено величезний досвід практичної експлуатації найрізноманітніших джерел енергії вітру, який показав, що економічно доцільніше використовувати ВЕС потужністю від 100 до 350 кВт. Більшість європейських країн підтримує використання ВЕС з урахуванням екологічних вимог до енергоустановок, а також проблем надійності і безпеки енергозабезпечення.

Основна екологічна небезпека використання вітроенергетики така: блокування земельних територій; шумові ефекти, які зростають з підвищенням потужності та кількості вітродвигунів; висока металомісткість вітроустановок, пов'язана з вимогами попереднього циклу видобутку і переробки металів; вібраційний вплив на біосферу; загибель птахів під лопатями вітродвигунів.

Максимальна потужність, що може бути отримана з 1 км² площі, коливається в широкому діапазоні залежно від району використання, типу станції і технологічних особливостей конструкції (у середньому ~10 МВт/км²). Шумовий ефект безпосередньо поблизу від ВЕС може до-

сягати 50...80 дБ, тоді як гранична витривалість людського вуха, прийнята на основі больових відчуттів, дорівнює 180 дБ. Окремою екологічною проблемою є шумові впливи установок великої потужності (більше 250 кВт), коли швидкості потоку повітря на кінцях лопатей вітроколів великого діаметра – надзвукові. При цьому виникає інфразвуковий ефект, що негативно впливає на людину та інші біологічні суб'єкти.

Істотне значення має показник витрат металу на одиницю потужності, що визначає обсяги циклу сировинної підготовки для виробництва. Залежно від рівня потужності цей показник для ВЕС орієнтовно змінюється в діапазоні 50...70 кг/кВт, причому потрібна значна кількість високоміцних матеріалів. Сьогодні є тенденція заміни елементів металевих конструкцій (у першу чергу лопатей вітроколів) на склопластикові. Отже, необхідний екологічний аналіз наслідків хімічних виробництв, які пов'язані зі створенням даних конструкційних матеріалів.

За оцінками Всесвітнього конгресу Міжнародного суспільства з сонячної енергії в Денвері (США), якщо брати до уваги екологічні фактори, СЕС і ВЕС вже сьогодні більш економічні, чим ТЕС і АЕС.

Геотермальна енергія. Екологічний вплив ГеоТЕС та геотермальних технологічних установок на навколишнє середовище характеризується впливом мінералізованих геотермальних вод і пари, опусканням земної поверхні (іноді значним за розмірами) над розроблюваним геотермальним шаром; підвищенням (порівняно з ТЕС рівної потужності) теплового впливу ГеоТЕС на навколишнє середовище.

Як наслідок, розвиток геотермальної енергетики пов'язаний з дуже істотними негативними екологічними наслідками. Перше – дуже висока вартість устаткування відбору і перетворення геотермального тепла, тобто висока вартість видобутку енергії. Друге – значний негативний вплив на навколишнє середовище: деградація лісів і екосистем навколо родовищ, значне осідання землі після відбору води і пари з глибин, виділення газів разом з парою, сильне забруднення ґрунтів, повітря і води в місцях відбору гідротерм, що вимагає підвищеного рівня контролю. Крім того, гідротермальні родовища переважно розташовані у важкодоступних місцях.

Геотермальну енергію, залежно від того, у якому вигляді теплоносії надходять з надр землі, можна використовувати двома способами: обігрів будинків, теплиць, інших споруд або виробництво електроенергії. Якщо надходить чиста суха пара без домішок крапельок води, то її можна подавати безпосередньо в турбоагрегати, які виробляють електроенергію; якщо це суміш пари та гарячої води (водяні краплі), то їх не можна прямо використовувати для вироблення електроенергії. Удари крапель пошкоджують проточну частину турбіни, геотермальна вода має підвищені корозійні властивості. Тому газоводяну суміш, призначену для одержання електроенергії, необхідно попередньо розділяти у відцентрових сепараторах на суху пару і воду. Гарячу воду, яка залишається, і відконденсовану пару необхідно закачувати назад у землю або використовувати для обігріву, але при цьому залишається проблема мінералізації геотермальних вод: велика кількість солей, що містяться в них, забруднює будь-які водоймища, труби та ін.

У складі виведених на поверхню вод містяться: нітриди, хлориди і сульфіді деяких металів; небезпечні хімічні елементи (бор, миш'як); сірководень (нешкідливий – у невеликих кількостях, токсичний – з ростом концентрації). При відсутності зворотного накачування в шар виникає небезпека засолення ґрунтів у районі використання і падіння пластового тиску. Зміна тиску в шарі в процесі тривалої експлуатації свердловин впливає на рівень ґрунтових вод у цьому районі і може мати негативний вплив на роботу артезіанських свердловин і на водопостачання взагалі.

Енергія біомаси. Особливе значення джерела енергії даного типу мають для країн, які розвиваються. В енергобалансі країн Африки вони складають у середньому до 60 %; Латинської Америки – до 30 %; азійських країн – до 40 %; деяких країн Європи, Близького Сходу і Північної Африки – до 10 % загального енергоспоживання. При цьому значний розвиток отримала переробка біомаси, основана на процесах газифікації, піролізу та одержання рідких палив.

У результаті процесу ферментації при переробці біомаси в етанол утворюються побічні продукти, у тому числі промивні води і залишки

перегонки. Останні є серйозним джерелом екологічного забруднення навколишнього середовища. Їх маса до десяти разів перевищує масу виробленого продукту, тобто етилового спирту. Цікавими є технології, які дозволяють у процесі очищення цих відходів отримувати мінеральні речовини, що використовуються в хімічній промисловості, а також як мінеральні добрива.

Уся діяльність за різними напрямками утилізації органічних відходів має, насамперед, гостру екологічну спрямованість. Значною мірою вона орієнтована на переробку відходів. Ліквідація останніх і пов'язане з цим поліпшення екологічних і санітарно-епідеміологічних умов докілька більш важливі, ніж енергетичний ефект, пов'язаний з використанням цього виду сировинних ресурсів. Зазначене особливо важливо для регіонів з вологим теплим кліматом і великими містами. Саме тут технологія ліквідації відходів, що дозволяє одночасно використовувати їх енергетичний потенціал, відіграє особливу роль.

Міні- та мікроГЕС. Як відзначається в огляді Світової Енергетичної Ради, на основі цих установок можливо економічно рентабельне виробництво електроенергії на рівні 6,5 % наявного потенціалу гідроресурсів. Велике значення для застосування мініГЕС має удосконалення гідротурбін, які працюють на малих напорах. Дані установки мінімально впливають на навколишнє середовище, тому що не вимагають будівництва гребель, водоймищ, берегових споруд.

Навіть з такого короткого аналізу видно, що екологічні аспекти використання НВДЕ значно менші за наслідки негативного впливу на навколишнє середовище традиційних джерел енергії. Однак їхня оцінка повинна проводитися із системних позицій. Необхідно враховувати увесь комплекс різномірних факторів, характерних для різних видів НВДЕ: блокування територій; вплив на екологічний процес займаних і прилеглих територій; вплив на флору і фауну; вивільнення хімічних та інших матеріалів; можливості використання цих речовин чи продуктів їх переробки як сировини для наступних виробництв та ін.

Контрольні запитання до глав 1–3

1. Етапи освоєння енергії людством.
2. Основні складові ПЕК.
3. Загальна характеристика паливопереробної галузі ПЕК.
4. Структура споживання ПЕР і їх зв'язок з добробутом суспільства.
5. Загальні характеристики впливу енергетики на навколишнє середовище.
6. Характеристика основних систем виробництва енергії.
7. Основні поняття і визначення енергетики й енергопостачання.
8. Види паливоенергетичних ресурсів.
9. Характеристика джерел енергії традиційної базової енергетики.

Список літератури до глав 1–3

1. Маляренко В.А. Енергетика і навколишнє середовище : монографія / В.А. Маляренко. – Х. : САГА, 2008. – 364 с.
2. Энергетические установки и окружающая среда : учеб. пособие / Маляренко В.А., Варламов Г.Б., Любчик Г.Н., Стольберг Ф.В. и др. ; под ред. В.А. Маляренко. – Х. : ХГАГХ, 2002. – 398 с.
3. Варламов Г.Б. Теплоэнергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії : підручник / Г.Б. Варламов, Г.М. Любчик, В.А. Маляренко. – К. : Політехніка, 2003. – 232 с.
4. Маляренко В.А. Енергетика, довкілля, енергозбереження : монографія / В.А. Маляренко, Л.В. Лисак ; під ред. В.А. Маляренка. – Х. : Рубікон, 2004. – 368 с.
5. Наше общее будущее : доклад Междунар. ком. по окружающей среде и развитию (МКОСР) : пер. с англ. – М. : Прогресс, 1989.
6. Твайделл Дж. Возобновляемые источники энергии / Дж. Твайделл, А. Уэйк. – М. : Энергоатомиздат, 1990.

7. Маляренко В.А. Перспективы использования биоэнергетических технологий в Украине / В.А. Маляренко, И.И. Капцов, И.Г. Жиганов // Інтегровані технології та енергозбереження. – 2005. – № 2. – С. 22–29.
8. Маляренко В.А. Возобновляемые энергоресурсы – альтернативное топливо XXI века / В.А. Маляренко, В.В. Соловей, А.И. Яковлев // Енергосбережение. Енергетика. Енергоаудит. – 2005. – № 11. – С. 18–22.
9. Маляренко В.А. Биодизель – альтернатива диверсификации моторных топлив / В.А. Маляренко, А.И. Яковлев // Енергосбережение. Енергетика. Енергоаудит. – 2006. – № 3. – С. 64–74.
10. Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Відомості Міністерства палива та енергетики України : Інформаційно-аналітичний бюлетень. Спец. вип. – К., 2006. – 113 с.
11. Маляренко В.А. Розвиток біоенергетики – важливий шлях підвищення енергонезалежності сільгоспвиробника / В.А. Маляренко, О.І. Яковлев, І.Г. Жиганов // Енергосбережение. Енергетика. Енергоаудит. – 2006. – № 12. – С. 8–19.
12. Паливно–енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття ; під заг. ред. А.К. Шидловського, М.П. Ковалка. – К. : Укр. енциклопедичні знання, 2001. – 400 с.
13. Мхитарян Н.М. Енергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. Опыт и перспективы. – К. : Наук. думка, 1999. – 320 с.
14. Енергетический менеджмент ; под общ. ред. А.В. Праховника. – К. : ІЕЕ НТУУ «КПІ», 2001. – 472 с.
15. Енергетический менеджмент в промышленности : учебный курс. Комиссия Европейских Сообществ. Программа ТАС13. – Минск : Энергоцентр ЕС, 1995.
16. Маляренко В.А. Енергосбережение и энергетический аудит : учеб. пособие / В.А. Маляренко, И.А. Немировский. – Х. : ХНАГХ, 2008. – 253 с.

Глава 4. ЕНЕРГЕТИЧНА ПОЛІТИКА ТА ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНІЧНІ ЗАХОДИ

4.1. Загальні поняття енергетичної політики

Незалежність будь-якої держави значною мірою визначається її енергетичною самодостатністю. У свою чергу, енергетична незалежність багато в чому визначається правильно сформульованою довгостроковою енергетичною політикою. Остання передбачає стратегію і тактику досягнення енергетичної незалежності, основу на детальному аналізі стану ПЕР і ПЕК країни, і використання як новітніх науково-технічних рішень, так і організаційно-технічних заходів з підвищення ефективності перетворення первинних ПЕР і споживання кінцевого енергоресурсу.

Енергетична політика – складний і багатогранний напрямок науково-практичної діяльності, який визначається в умовах сучасного історичного періоду відповідно до політичних та економічних завдань розвитку держави на найближчу і на віддалену перспективу. Ця політика повинна відповідати загальній стратегії розвитку енергетики, бути гнучкою і забезпечувати економіку держави, відповідаючи світовим стандартам.

Необхідно розрізняти стратегію і тактику енергетичної політики. Енергетична стратегія – це науково обґрунтована система розвитку довгострокових пріоритетних напрямків і механізмів їх реалізації в енергетиці, тактика – шляхи вирішення питань і механізми досягнення задач на окремих коротких етапах історичного розвитку. Найважливішим завданням енергетичної політики є забезпечення енергетичної незалежності держави і енергобезпеки як складової частини безпеки держави в цілому і стратегії розвитку суспільства.

Засади енергетичної безпеки та енергетичної незалежності повинні бути визначені в основному правовому документі будь-якої держави – його Конституції – з урахуванням економічних і соціальних інтересів суспільства. В українському законодавстві поняття «енергетична безпека» викорис-

товується лише стосовно електроенергетики. Відповідно до Закону України «Про електроенергетику» № 575/97-ВР від 16 жовтня 1997 р.: «Енергетична безпека – це стан енергетики, що гарантує технічно й економічно безпечне задоволення поточних і перспективних потреб споживачів в енергії та охорону навколишнього середовища», але це визначення не відбиває стан і завдання усього ПЕК.

З урахуванням вимог до всього ПЕК і національної економіки в цілому поняття «енергетична безпека» та «енергетична незалежність» держави можна сформулювати таким чином.

Енергетична безпека – це мінімальний рівень усіх складових ПЕК і систем енергопостачання, що уберігає від колапсу економічний і соціальний організм держави навіть при самих несприятливих умовах, які реально можуть скластися в мирний час чи у випадку війни.

Основні критерії енергетичної безпеки держави наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Критерії енергетичної безпеки держави

Показник	Граничні значення	Оцінка для України
Зниження енергоємності ВВП	не менше 1–2 % на рік	збільшення на 2 % до 2001 р. та подальше незначне зниження
Відношення річних інвестицій в розвиток ПЕК до вартості основних фондів	не менше 4–5 %	менше 1 %
Зношеність виробничих фондів у ПЕК	не більше 45 %	див. таблицю 5.2
Відношення приросту запасів нафти до її річного видобутку	не менше 1,5–2 %	у середньому 0,5 %
Диверсифікованість зовнішніх поставок нафти та газу	не менше трьох джерел	два джерела: нафта – Росія, Казахстан; газ – Росія, Туркменістан
Запаси вугілля, виходячи з середніх потреб січня	більше 40 діб. За нормами ЄС – 90–120 діб на всі енергоносії	у середньому 15–20 діб
Сумарний недовипуск паливно-енергетичних ресурсів за всіма категоріями споживачів	не більше 1–2 %	дані не наводяться
Повнота діючого в ПЕК законодавства	не менше 80–90 %	не більше 75 %

Аналіз наведених вище критеріїв енергетичної безпеки України показує, що нафтогазовий комплекс і електроенергетика, які залишаються до-

норами для розвитку інших галузей, сьогодні близькі до повного зносу основних фондів: 96 % устаткування теплових електростанцій відпрацювало свій ресурс, 73 % – перевищило граничний рівень. З 36 млн кВт встановленої потужності спроможні нести навантаження лише 17 млн кВт.

Відсутність серйозних інвестицій у розвиток енергетики може вже до 2020 р. призвести до повної залежності країни від імпорту електроенергії (табл. 4.2) [3].

Дані, наведені в табл. 4.1 і 4.2, свідчать про необхідність вживання екстрених заходів для приведення критеріїв енергетичної безпеки до належного рівня.

Таблиця 4.2 – Наявність та дефіцит робочих потужностей в енергосистемі України, млн кВт

Характеристика	2005	2010	2020	2030
Атомні електростанції (термін експлуатації – 30 років)	10,8	10,8	1	0
Теплові електростанції	6–7	1–2	0	0
Теплоелектроцентралі	3–4	1–2	0	0
Гідро– та гідроакумуючі станції	4–7	4–7	4–7	4–7
Наявні потужності	30,8	17,5–22,5	5–7	4–7
Необхідна встановлена потужність з урахуванням резерву	33–37	37–45	55–60	70–75
Дефіцит робочих потужностей	7–10	18,5–22,5	50–55	65–70

Наступною важливою характеристикою держави є енергетична незалежність – спроможність держави забезпечувати економіку кінцевими енергоносіями, а не енергетичною сировиною. Слід зазначити, що енергетична незалежність держави не означає обов’язкового забезпечення власними ресурсами. Наприклад, Японія, яка не має власної ресурсної бази, спроможна забезпечити себе кінцевими енергоресурсами завдяки розвинутій промисловості, наявності високого рівня прибутковості та збалансованій міжнародній політиці.

На сьогодні міжнародний ринок енергоносіїв пропонує в необмеженій кількості кінцеві і первинні енергоресурси. Наявність фінансового потен-

ціалу держави визначає можливість придбання енергоносіїв на ринку і забезпечення енергонезалежності. У той же час держави, що зараз забезпечені енергоресурсами, можуть у якийсь момент опинитися у дефіцитній ситуації. Прикладом може бути становище Великобританії в період страйків шахтарів 1974 р. або повна залежність України від Росії у виробництві ядерного палива при наявності власної уранової руди.

Пріоритетними напрямками енергетичної політики є:

- надійне енергозабезпечення;
- підвищення енергоефективності і максимальна реалізація потенціалу енергозбереження;
- модернізація і реконструкція енергетичної інфраструктури;
- підвищення рівня безпеки, стійкості і життєздатності енергетичних об'єктів;
- створення лібералізованих конкурентних ринків енергоносіїв;
- структурна перебудова енергокомплексу;
- збільшення виробництва (видобутку) власних енергоресурсів, залучення місцевих і нетрадиційних видів енергоносіїв;
- впровадження технологій і джерел енергії, що знижують навантаження на навколишнє середовище;
- реформування енергетичної сфери відповідно до умов ринкової економіки;
- залучення зовнішніх інвестицій у розвиток ПЕК;
- диверсифікованість зовнішніх джерел постачання енергоносіїв;
- наближення параметрів ПЕК до міжнародних норм і стандартів, зокрема до ЄС.

Формуванню основ енергетичної політики України сприяло прийняття програмних законодавчих документів, таких як Національна енергетична програма, Комплексна державна програма енергозбереження, Закони України «Про енергозбереження», «Про електроенергетику», «Про альтернативні джерела енергії», «Про когенерацію», Укази Президента України, «Енергетична стратегія України до 2030 р. та на подальшу перспективу».

Як уже відзначалося, Україна – одна з небагатьох держав, структура паливно-енергетичних балансів якої суперечить структурі власних енергетичних ресурсів. Достатньо відзначити, що частка природного газу в енергетичному балансі країни (46 %) перевищує аналогічні сумарні показники США і Великобританії. Тому значним потенціалом економії ПЕР можуть стати організаційно-технічні заходи підвищення ефективності виробництва і споживання енергії.

4.2. Консалтингові схеми в енергетиці

Паливно-енергетичні кризи, яких зазнали країни Західної Європи на початку 70-х років XX ст., змусили переглянути погляди на використання енергії і навколишнього середовища. Був розроблений і реалізований комплекс практичних і державних заходів, мета яких – раціональне використання енергії. Одним з основних державних заходів стало створення консалтингових схем.

У загальному випадку консалтингова схема – система планомірних заходів, які здійснюються у будь-якій спеціально обраній сфері. У даному випадку ці заходи передбачають:

- створення консалтингових фірм, що надають споживачам енергії, розроблювачам, працівникам планово-економічного сектора, експлуатаційному персоналу і керівникам підприємств послуги у вигляді кваліфікованої допомоги в сфері економії енергії;
- створення необхідних навчальних курсів і проведення занять зі слухачами різного рівня;
- розробку відповідних навчальних програм та ілюстративних матеріалів;
- широку інформаційну компанію у засобах масової інформації, випуск друкованої продукції, що рекламує і пояснює саму ідею енергозбереження;
- висвітлення в пресі вдалив прикладів економії енергії, підготовка і публікація статей у технічних журналах для фахівців.

Створення і впровадження цілого ряду консалтингових схем сприяло змінам на краще в сфері економії енергії у країнах Західної Європи. На-

приклад, загальне споживання енергії в Данії в 1990 році залишалося на рівні 1973 року, тоді як валовий національний продукт виріс за цей же час на 40 %.

На сьогодні такий підхід використовується при побудові системи взаємодії між економією енергії і захистом навколишнього середовища. В основу покладено розумне планування енергоспоживання, яке приводить до того, що за рахунок удосконалення технології та інфраструктури використовується необхідна кількість енергії. Охоплюється система в цілому, на всіх етапах перетворення енергії – виробництво, транспортування, розподіл і використання її кінцевим споживачем. Створення реалістичного плану дій з економії енергії базується на відповідному законодавстві в галузі енергетики, а також наявності у суспільстві загальноприйнятих стандартів і норм.

Для впровадження програми енергозбереження необхідно:

- проведення попереднього економічного аналізу, базованого на точних даних з реального споживання енергії, системі тарифів, інформації про збори платежів, окупність та ін.;
- створення переліку необхідних першочергових заходів щодо оптимізації споживання енергії;
- прийняття рішень з упровадження обраних заходів;
- оптимізація роботи енергосистеми і вибір енергетичного менеджменту;
- регулярна оцінка результатів та інформування всіх зацікавлених про стан справ.

Мета цих дій – збереження досягнутого рівня економії, оцінка ефективності впроваджуваних заходів, планування подальшої економії.

Інформація систематично збирається з усіх ланок енергосистеми, порівнюється з наявними базами даних, паралельно оновлюючи їх. На всіх етапах здійснюється поточне інформування. Результати оцінки і зібрана інформація призначаються для використання фахівцями, у тому числі в галузі енергетики, і кінцевими споживачами. Усе це дозволяє накопичувати досвід і сприяє поступовій зміні ставлення різних соціальних груп до цієї

проблеми. Даний процес передбачає взаємний обмін думками з ключових питань: методи економії енергії, удосконалення цінової політики та оцінки нової продукції, екологічні проблеми енергетики та енергетичні аспекти екології.

Таким чином, консалтингові схеми – це практичний інструмент упровадження політики раціонального, екологічно чистого одержання і використання енергії, необхідна ланка між планом і отриманням результатів на основі удосконалення існуючих і використання новітніх технологій, вибору методів і засобів їх оптимального впровадження.

Удосконалення енерготехнологій і політика енергозбереження в будь-якій країні пов'язані з таким енергетичним устаткуванням:

- теплогенеруючі системи: ТЕС, ТЕЦ, опалювально-виробничі котельні, установки центрального опалення, котлоагрегати різного призначення, печі;
- системи розподілу тепла: підстанції, теплові мережі;
- теплоізоляція будинків, труб, резервуарів високотемпературного робочого тіла, теплообмінників;
- вентиляційне устаткування будівель різного призначення;
- устаткування для вироблення електроенергії: електростанції, турбомашини, вентиляційні агрегати;
- системи електропостачання;
- електроустановки, електроустаткування, споживаючі та керуючі прилади.

У загальному випадку ефективність використання енергії ґрунтується на впровадженні заходів з удосконалення постачання енергії, її розподілу і споживання. Що стосується ресурсів, призначених для їх впровадження, то важливо, щоб схеми мали чітко окреслені межі. Робота консалтингових схем повинна координуватися таким чином, щоб консультанти-фахівці з різних питань могли спільно вирішувати загальні проблеми, створюючи загальну базу знань, підвищуючи свою кваліфікацію, аналізуючи отримані результати.

Цікаво вивчити досвід та енергетичну політику країн Західної Європи, які велику увагу приділяють впровадженню нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії. Так, у країнах ЄС до 2020 року приблизно 20 % від усієї енергії, що виробляється, планується покривати за рахунок відновлюваних джерел. Щоб зробити цей напрямок економічно більш привабливим, уряди багатьох країн розробили спеціальні програми державних субсидій. Наприклад, при покупці вітроенергогенератора або сонячної нагрівальної установки до 30 % від їх ціни покривається за рахунок держави. Створено спеціальну систему випробувань, апробації і тестування такого устаткування з видачею технічного паспорта. Чим нижче продуктивність установки, тим менше розмір субсидій. Таким чином, з ринку видаляються гірші зразки техніки. Причому цей процес здійснюється за допомогою економічних важелів, які застосовує держава.

Країни ЄС прийняли до виконання програму поліпшення екологічної ситуації, пов'язану зі скороченням викидів CO, CO₂, N_{ox}. Акцент робиться на жорсткості норм викидів цих речовин, для задоволення яких необхідно переходити до більш досконалих технологій, зменшення споживання енергії. Цього досягають за допомогою ефективної системи оподаткування, зокрема, податку на викид CO₂, що робить украй не вигідною експлуатацію енергетично неефективного устаткування.

Таким чином, враховуючи, що енергетична ефективність тісно пов'язана з екологією, державі доцільно досягнення екологічної чистоти визначити за стратегічну мету, а енергетичну ефективність – за засіб досягнення цієї мети.

4.3. Енергетичний менеджмент

Енергетичний менеджмент – це, в першу чергу, процес управління енергетичними потоками, основною метою якого є створення умов для найбільш ефективного використання енергоносіїв з мінімальними витратами. Основними критеріями ефективності використання енергоресурсів є додержання двох закономірностей: $E=A/P \rightarrow \min$, $Z \rightarrow \min$, де E – енергоємність; A – сумарна кількість усіх витрачених енергоресурсів в

умовному паливі; П – валовий внутрішній продукт, або реалізація продукції у грошовому виразі (грн), якщо мова йде про підприємства та організації; З – фінансові витрати на випуск продукції.

Управління будь-якою сферою починається з розробки концепції, на базі якої розробляється політика та стратегія розвитку. Концептуально структура управління енергоефективністю, як і структура управління державою, має ієрархічний характер та може бути подана у вигляді піраміди (рис. 4.1).

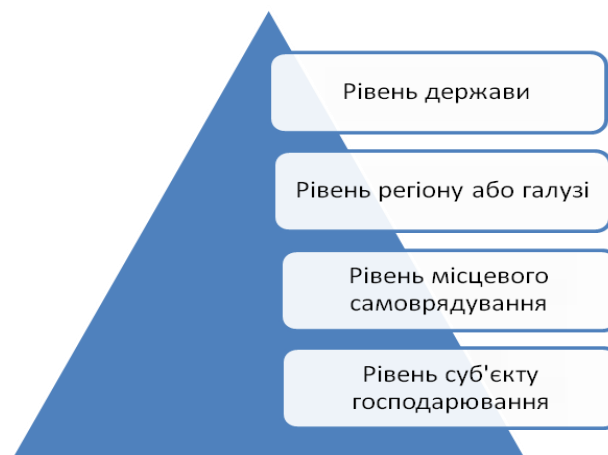


Рис. 4.1. Ієрархічний устрій системи управління енергоефективністю

Кожний рівень має свої повноваження, окремі завдання, окремі проблеми, але практично на кожному рівні повинна розроблятися політика та стратегія енергоефективності.

У загальному вигляді можливо весь цикл управління подати у вигляді послідовного алгоритму [9]. При цьому наведена схема (рис. 4.2) має два кола – зовнішнє та внутрішнє. Зовнішнє коло включає безпосередню участь державних структур у розробці законодавчої бази та її удосконалення, розробку методично-нормативної документації, статистичний аналіз та прогнозування на його основі економічних завдань у галузі енергетики та палива, розробку пропозицій в напрямку привабливості ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів.

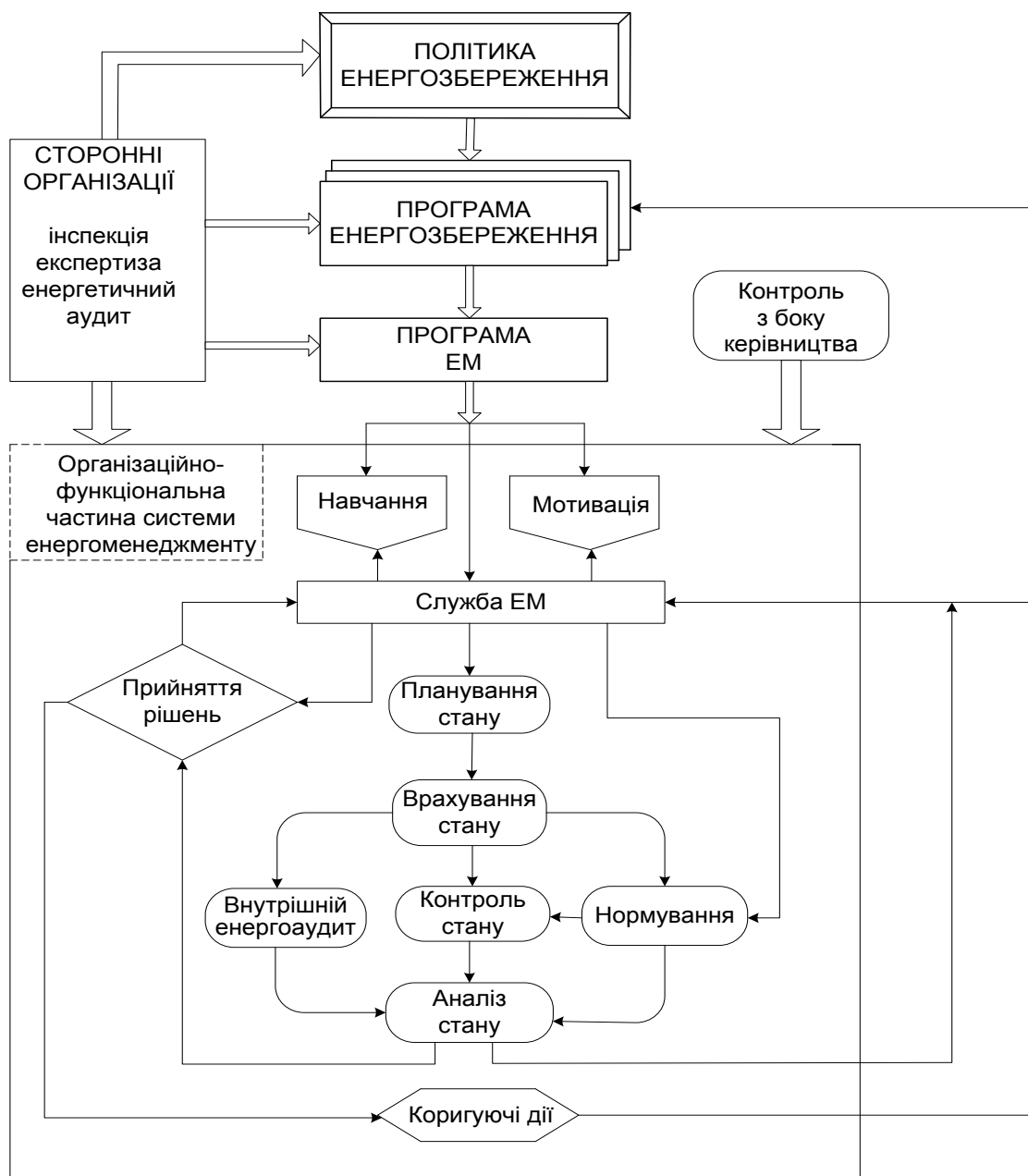


Рис. 4.2. Алгоритм створення системи енергоменеджменту

Внутрішнє коло являє собою організаційно-функціональну частину системи енергоменеджменту на нижчих рівнях. Але враховуючи різні можливості регіонів та їх особливості на кожному нижчому рівні, для створення державної політики і програми енергозбереження також розробляються Програми регіонального та місцевих рівнів, а також суб'єктів господарювання.

Одним з важливих чинників є усунення перешкод на шляху підвищення енергоефективності української економіки. Це багато в чому залежить від законодавчої бази та її додержання, створення раціональної системи управління енерго- та ресурсозбереженням, додержання екологічних вимог, створення державою привабливих механізмів та часткової фінансової участі у впровадженні енергозберігаючих технологій та обладнання, створення привабливого податкового клімату на всіх стадіях проходження енергетичних потоків.

У зв'язку з викладеним вище головним завданням стратегії розвитку енергетики та енергоефективності повинна стати розробка тарифної політики стосовно енергоносіїв, оцінка реального потенціалу всіх джерел енергії, включаючи нетрадиційні та відновлювані, у прив'язці до конкретних регіонів. Оскільки економічні та енергетичні потенціали регіонів України значно відрізняються один від одного, основна практична діяльність у галузі енергоефективності повинна бути перенесена на регіональний рівень і лише на базі регіональних Програм може бути створена Державна Програма енергоефективності з урахуванням взаємозв'язку з розвитком усіх галузей.

Це потребує передбачення у бюджеті країни чіткої структури регіонального фінансування енергозбереження та законодавче створення регіональних фондів енергоефективності.

Крім того, необхідно значно змінити законодавчу базу інвестування в енергозбереження з одночасним розвитком системи страхування ризиків, у першу чергу в сфері використання альтернативних та відновлюваних джерел енергії, де терміни окупності перевищують три та більше років.

Для забезпечення ефективної роботи в напрямку енергозбереження на регіональному рівні необхідно створення дієздатної служби енергоменеджменту, що повністю відповідає вимогам Закону України «Про енергозбереження».

Оскільки енергоменеджмент – це процес управління, то, як і для кожного процесу, необхідно у першу чергу створити систему збору об'єктивної інформації по кожному з етапів проходження енергоресурсів від видобутку до споживача. Таким чином, *першим кроком* енергоменеджмен-

ту є організація обліку енергоресурсів при добуванні, перетворенні, транспортуванні, розподілі та споживанні.

Другий крок – це створення системи орієнтирів, тобто еталонних показників використання енергоресурсів на одиницю продукції або послуг, що, до речі, також відображено в Законі України «Про енергозбереження» у вигляді розробки стандартів, або прогресивних питомих норм витрат енергоносіїв. Але до сьогодні таких еталонних показників практично в Україні не існує. Тому на даному етапі найбільш ефективно використовувати метод нормалізації, суть якого буде викладена нижче, що дозволяє для кожного суб'єкта господарювання орієнтуватися на кращі показники питомих витрат енергоносіїв на одиницю продукції для конкретного підприємства з його наявним обладнанням.

Третій крок – це створення постійно діючої системи моніторингу впроваджених енергозберігаючих заходів з метою їх оцінки та популяризації.

Четвертий крок – це організація розповсюдження інформації та створення консалтингових структур для надання консультативних послуг про наявність найкращих та більш енергоекономічних технологій та обладнання.

У загальному вигляді структура регіонального управління енергоефективністю як приклад наведена на рис. 4.3.

Таким чином, енергоменеджмент як процес управління включає в себе облік та аналіз споживання, розподілу, перетворення, виробництва та добування, планування як кінцевих, так і проміжних енергоресурсів, дослідження потенційних запасів відновлюваних та альтернативних джерел енергії, а також енергозбереження та енергетичний аудит як складові енергоменеджменту.

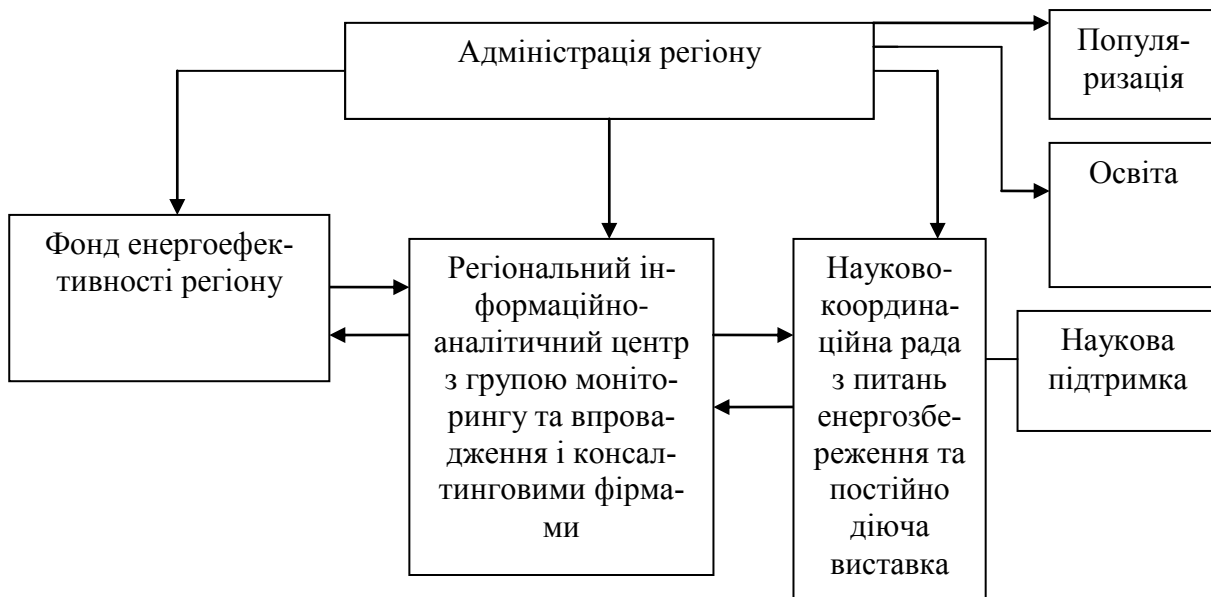


Рис. 4.3. Структурна схема регіонального управління енергоефективністю

Ефективне впровадження енергозберігаючих технологій можливо лише при наявності економічної привабливості усіх сторін, які беруть участь у виробництві енергоносіїв та їх споживанні, включаючи регіональні та місцеві власті. Тільки при взаємній вигоді всіх учасників процесу підвищення енергоефективності можливо досягнути позитивного результату.

4.4. Енергетичний аудит

Підвищення енергетичної ефективності будь-якого виробництва (підприємства), зниження рівня споживання енергії зі збереженням обсягів виробництва, скорочення негативного впливу на навколишнє середовище вимагає прийняття відповідних рішень, які стосуються стратегії використання будь-яких ресурсів. В основі цього лежать енергетичний аудит та енергетичний менеджмент.

Проведення енергетичного аудиту – початок упровадження на підприємстві системи енергетичного менеджменту. У загальному випадку методика проведення аудиту не залежить ні від виду продукції, яка випускається, ні від застосовуваної технології, ні від форми організації досліджу-

ваного виробництва (підприємства). В її основу покладено визначений стандартний (типовий) алгоритм, здатний забезпечити ефективну роботу аудитора, що повинен враховувати всі споживані види енергії, надавати пропозиції з їх скорочення, оптимізації структури енергоспоживання.

Загальні вимоги, які висуваються до генеральної стратегії енергетичного аудиту, такі:

- можливість застосування для всіх типів виробництв і компаній;
- облік усіх видів енергії;
- сприяння зменшенню витрат часу аудитора шляхом загальної стандартизації;
- можливість ідентифікації етапів для продовження роботи чи умови її припинення;
- можливість її використання як бази для співробітництва між різними аудиторами.

Нормативно-правова база енергетичного аудиту, методологія його проведення і конкретні приклади будуть детально висвітлені в іншій частині даного посібника. Зараз розглянемо лише основні етапи проведення енергоаудиту.

Структура генеральної стратегії енергетичного аудиту, показана на рис. 4.4, містить чотири основні етапи.

Етап 1. Попередній контакт аудитора з керівництвом підприємства; ознайомлення з підприємством, основними виробничими процесами і лініями; укладення угоди з керівництвом підприємства на подальшу діяльність.

Етап 2. Складання карти споживання енергії на підприємстві; визначення можливості значної економії енергії; укладення угоди з керівництвом підприємства про подальшу діяльність.

У процесі складання карти споживання енергії, аналізу даних першого етапу збирається інформація про енергоспоживання по окремих процесах і установках, виявляються можливості економії енергії.

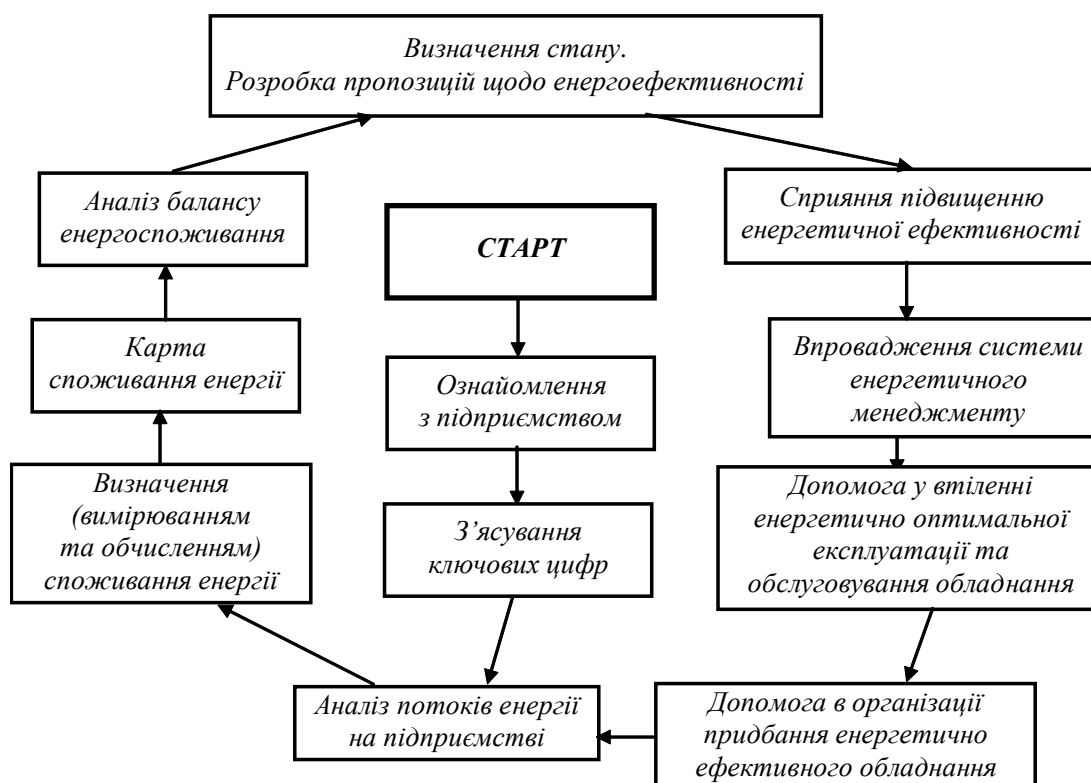


Рис. 4.4. Схема проведення енергетичного аудиту

З цією метою проводиться порівняння ключових даних (наприклад, питомих енерговитрат) з даними, відомими зі спеціальної літератури, інформації про аналогічні виробництва, визначається перелік місць можливої економії з визначенням пріоритетності.

Етап 3. Оцінка економії енергії та економічних переваг від упровадження різних можливих заходів; вибір конкретної програми з енергозбереження для першочергового впровадження; підготовка ключових технічних та економічних даних; складання і подання керівництву підприємства звіту за результатами енергетичного аудиту; прийняття рішень про проведення (не проведення) подальшого аудиту; укладення угоди про подальшу діяльність.

Етап 4. Впровадження програми енергозбереження; запуск системи енергетичного менеджменту; продовження діяльності, дообстеження, вивчення досягнутих результатів і т. ін.

Таким чином, енергетичний аудит – це технічне інспектування енергоспоживання підприємств (виробництв) з метою визначення можливої економії енергії і надання допомоги підприємству (виробництву) у її здійсненні шляхом упровадження на підприємстві механізмів енергетичної ефективності та енергетичного менеджменту.

4.5. Енергетичний менеджмент суб'єкта господарювання

Енергетичний менеджмент – основний інструмент скорочення споживання енергії, підвищення ефективності її використання, а також скорочення негативного впливу енергетики на навколишнє середовище. Впровадження енергетичного менеджменту дозволяє одержати детальну картину споживання енергії, дати точну оцінку проектів економії енергії, запланованих для впровадження на даному підприємстві (виробництві). Це система управління, яка базується на проведенні типових вимірювань і перевірок, що забезпечує таку роботу підприємства, при якій споживається тільки необхідна для виробництва кількість енергії.

За впровадження цього, нового для підприємства, виду діяльності й у цілому за енергетичну ефективність підприємства (виробництва) відповідає енергетичний менеджер, основними обов'язками якого є:

- участь у складанні карти споживання енергії;
- збір даних про споживання паливно–енергетичних ресурсів;
- складання плану установа додаткових лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури;
- збір даних про потоки сировини, ПЕР і готової продукції;
- розрахунок ключових даних щодо підвищення ефективності використання енергії в цілому і по окремих виробництвах;
- локалізація і впровадження заходів з економії енергії, що не потребують інвестицій чи з мінімальними інвестиціями;
- локалізація, оцінка і визначення пріоритетності заходів з економії енергії, які вимагають більших інвестицій;

- складання схеми аварійної зупинки устаткування та варіантів енергопостачання для випадків аварійного припинення зовнішньої подачі енергії і т. д.;

- інформування персоналу про діяльність енергетичного менеджменту;
- впровадження нових технологій на наявних і нових енергосистемах для підвищення енергоефективності виробництва;
- участь у розробці виробничого плану та енергетичної стратегії підприємства.

Перелік обов'язків енергетичного менеджера дуже широкий і потребує від нього різнобічних і глибоких знань. Енергоменеджер повинен:

- мати інженерну освіту в галузі енергетики;
- мати досвід керування виробництвом і робочими групами;
- мати досвід керівника проектами;
- володіти організаційними здібностями;
- володіти здатністю переконувати і розуміти мотивацію вчинків людей;
- добре розбиратися в політиці своєї країни щодо енергетики;
- знати потреби і вимоги керівництва;
- знати рішення місцевої влади, які стосуються даного виробництва, екології, споживання енергії і т. д.;
- знати фірми і виробництва, торгові і постачальні організації;
- розуміти концепцію енергетичного менеджменту та енергетичної ефективності;
- знати економіку, принципи розробки бюджету підприємства, методи розробки бізнес-планів у сфері енергетичної ефективності.

У системі енергетичного менеджменту можна виділити такі етапи.

Перший етап – запуск системи: початок впровадженню системи енергетичного менеджменту може покласти проведення енергетичного аудиту, у результаті якого керівництво підприємства отримає повне уявлення про ситуацію в енергетиці підприємства.

Другий етап – аналіз: порівняння реального рівня споживання з ключовими цифрами з літератури, даними інших підприємств тощо.

Третій етап – визначення стану: результати аналізу, які дадуть можливість визначити пріоритети у виконанні проектів зі збереження енергії.

Четвертий етап – розробка бюджету реалізації обраних проектів: на основі проведеного аналізу на вже відомих цифрах питомого споживання енергії.

П'ятий етап – контроль за реалізацією рівнів споживання енергоносіїв, зазначених у бюджеті: виявлення додаткових несподіваних споживачів енергії та аналіз причин, через які вони виникають.

На цьому цикл замикається. Можна починати наступний: ту ж саму процедуру – знову і знову. Такі системи енергетичного аудиту і менеджменту працюють на більшості підприємств, які випускають конкурентоспроможну продукцію в країнах ЄС.

Отже, у процесі впровадження енергетичного менеджменту (рис. 4.5) необхідно: визначити матеріальні потоки в різних процесах виробництва, у першу чергу, з погляду споживання енергії; створити карту споживання енергії в основних виробничих процесах підприємства та у різних допоміжних установках і системах.



Рис. 4.5. Циклічність енергетичного менеджменту

Доцільно починати з основних і найбільш енергоємних процесів виробництва підприємства. Потім можна перейти до створення детальної карти усіх виробничих процесів і споживання енергії в них. У процесі проведення вимірювання потоків енергії, створення карти споживання і визначення

можливостей її економії на різних установках, а також при розробці методики впровадження енергетичного менеджменту можна скористатися допомогою внутрішнього енергетичного аудитора.

У загальному випадку найбільш ефективне використання енергії пов'язано з такими базовими показниками:

- великим обсягом виробництва (при обсязі виробництва, припустимо, у 50 % від максимального рівня виробництва доволі складно досягти високої ефективності використання енергії);

- правильним вибором технологій для основних енергоємних виробництв;

- високою вихідною якістю сировини;

- ефективністю роботи окремих установок і систем у цілому (котлів, агрегатів і т. д.);

- низьким рівнем втрат у системах розподілу енергії (пари, стиснутого повітря, електроенергії).

Основна увага повинна бути приділена найбільш енергоємним системам електропостачання. До них, у першу чергу, належать ТЕС; котельні установки; сушильне устаткування; устаткування подачі тепла для виробничих потреб; системи опалення і водопостачання; системи вентиляції і кондиціонування повітря; холодильні установки; системи освітлення; системи подачі стиснутого повітря; насоси тощо. Ці системи характеризуються такими основними показниками: високими або низькими температурами (порівняно з температурою навколишнього повітря); інтенсивністю виробництва; високим рівнем споживання робочого тепла (пари, води, газу, стиснутого повітря).

Узагальнення елементів виробничої системи, в якій проводиться енергетичний менеджмент, надано на рис. 4.6. Методика визначення джерел економії енергії, у першу чергу тих, які не потребують зовсім або потребують мінімальних витрат, полягає в оцінці втрат та навантаження з подальшою оцінкою мережі розподілу. Внесення технічних змін безпосередньо в саму систему часто вимагає значних інвестицій.

На рис. 4.6 продемонстровано необхідність загального підходу до технічної системи для зниження споживання енергії. Будь-яку систему можна розбити на три основні складові. По-перше, це – власне система (турбіна, котел, компресор тощо); потім – система передачі (транспорту) енергії чи робочого тіла (мережі) і, нарешті, – власне енергія (робоче тіло, навантаження).

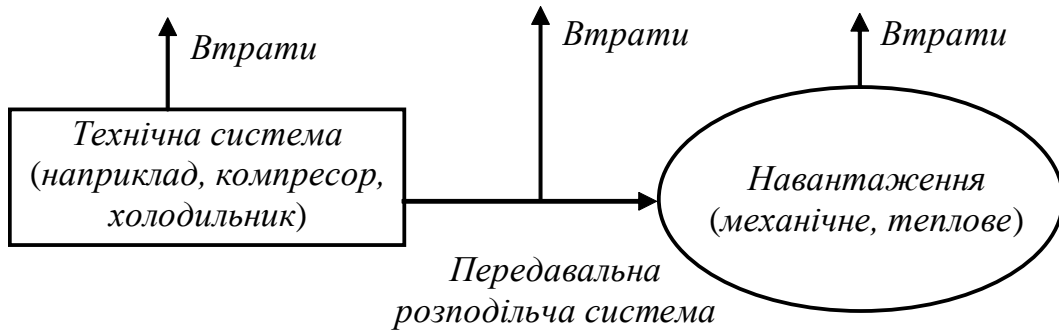


Рис. 4.6. Елементи виробничої системи

Витрати енергії наявні у всіх компонентах системи, але вартість їхнього усунення істотно різниться. Досліджуючи в процесі енергетичного менеджменту можливості енергозбереження, такі системи слід розглядати комплексно. Як правило, дослідження доцільно починати не з початку, а з кінця системи (процесу): саме тут (у навантаженні) найчастіше приховані найдешевші і швидко реалізовані можливості енергозбереження.

Таким чином, енергетичний менеджмент – це інструмент управління виробництвом (підприємством), що забезпечує постійне дослідження та одержання знань про розподіл і рівні споживання енергоресурсів, а також про їх оптимальне використання для виробничих, побутових, комунально-побутових та інших потреб.

4.6. Енергозбереження

Розглянуті вище заходи, спрямовані на підвищення ефективності виробництва і споживання енергії, тісно пов'язані із загальними організаційними заходами з енергозбереження, що вживаються багатьма розвинутими

державами. Це, у першу чергу: розробка законодавства і стандартів з енергозбереження; впровадження обліку і контролю за споживанням енергоресурсів на всіх рівнях (від індивідуального споживача до регіону, галузі і держави в цілому); перегляд цін і тарифів на енергоресурси; державний нагляд за їх споживанням; ліквідація дотацій на споживання енергії і палива; визначення і підтримка оптимальних параметрів технологічних процесів; штрафи за викиди в навколишнє середовище шкідливих речовин, що утворюються в процесі згоряння; пільги на податки і кредити за впровадження енерго- і ресурсозберігаючих технологій, техніки, матеріалів; дотації населенню і підприємствам на застосування енергозберігаючої техніки, технології, матеріалів, а також екологічно чистих енергоустановок і пристроїв.

Як показує досвід передових країн, ці заходи дозволяють протягом 3–4 років без істотних фінансових витрат скоротити споживання ПЕР на 12–18 % від їх початкового споживання, а протягом наступних 10 років – ще на 15–20 %. Проблема енергозбереження не вирішується лише організаційними заходами, потрібні значні капіталовкладення, удосконалювання енерготехнічних технологій.

Необхідно пам'ятати, що витрати, пов'язані з економією 1 кВт енергії, у 3–4 рази менші, ніж на виробництво 1 кВт встановленої потужності. Цим визначається пріоритет розвитку енергозбереження над модернізацією енергетики.

Основний потенціал енергозбереження зосереджений у галузях економіки з найбільшим споживанням енергоресурсів: енергетиці, металургії, хімічній і нафтохімічній промисловості, виробництві будівельних матеріалів, машинобудуванні. Тому основні заходи щодо енергозбереження необхідно реалізувати в першу чергу саме в цих галузях.

До найбільш важливих та першочергових належать:

- удосконалювання структури сталеплавильного виробництва за рахунок скорочення частини мартенівської виплавки сталі на користь киснево-конверторної (коефіцієнт корисного використання палива збільшується в 2,5–3 рази);

- модернізація й оптимізація процесів регенерації металобрухту чорних металів і виплавки чавуну і сталі;
- впровадження безперервного розливання рідкої сталі в злитки на рівні розвинутих країн (80–100 %);
- підвищення якості сталі за рахунок широкого впровадження процесів вакуумування;
- оптимізація споживання металошихти, включаючи металобрухт, при виплавці первинних і вторинних сплавів (економія на кожній тонні сплавів – 300 кг коксу і 100 кг металу);
- збільшення частки виробництва і використання деталей з високоміцного чавуну і пластмас;
- оптимізація використання в машинобудуванні конструкційних і функціональних матеріалів із застосуванням систем автоматизованого проектування і вимог функціонально-вартісного аналізу (зменшення енерго- і металомісткості устаткування);
- оптимізація технологічних процесів виробництва, впровадження систем автоматичного контролю і регулювання їх параметрів;
- широке застосування антикорозійного покриття сталевого прокату, включаючи аморфні металеві покриття і сплави для електротехнічних виробів (скорочення витрат електроенергії в 1,5–2 рази);
- випуск сучасних енергоекономічних люмінесцентних ламп (скорочення споживання електроенергії в 5 разів, збільшення терміну експлуатації у 8 разів);
- створення стимулів для повторного використання незношених деталей у машинобудуванні (можна на 1/3 скоротити споживання литва і прокату);
- оснащення електродвигунів перетворювачами приводів для ощадливого споживання електроенергії при зменшенні навантаження (економія електроенергії – 20–30 %);
- оптимізація теплопостачання і гарячого водопостачання міст, у тому числі за рахунок використання теплових pomp (насосів) для вилучення теплової енергії з вторинних енергоресурсів (теплових викидів промисловос-

ті й енергетики) та об'єктів природного середовища (води озер, рік, морів; ґрунту; повітря).

Кожен із запропонованих заходів може забезпечити річну економію ТЕР в обсягах, еквівалентних 20–90 млрд кВт·год.

Особливо слід звернути увагу на енергозбереження у стаціонарній енергетиці. Сучасна структура енергетики, зокрема України, не оптимальна. Середній ККД (брутто) багатьох конденсаційних електричних станцій становить 34–38 %. З урахуванням витрат електроенергії на власні потреби (робота насосів, дроблення вугілля й ін.) ККД (нетто) можна оцінити на рівні 30–34 %. Якщо ще враховувати втрати на трансформацію і передачу електроенергії (від 6 до 16 %), то для окремих віддалених споживачів КЕС працюють із ККД 22–26 %. Частка енергії первинних енергоносіїв, яка не врахована вище, розсіюється в навколишнє середовище.

Інакше відбувається при комбінованому виробленні електричної і теплової енергії – когенерації. У цьому випадку ККД (брутто) становить 75–85 %, бо подібні енергооб'єкти (у першу чергу ТЕЦ), як правило, не передають вироблену ними електроенергію на далекі відстані, де їх ККД (нетто) перебуває на рівні 74–80 %, тобто в 3–3,5 рази вище, ніж для великих конденсаційних КЕС і ГРЕС.

Перевага ГРЕС над ТЕЦ полягає в тому, що ці електростанції більш потужні. Завдяки концентрації виробництва експлуатаційні втрати і в остаточному підсумку тарифи на електроенергію нижче. Однак з ростом цін на паливо дана ситуація буде змінюватися на користь ТЕЦ. Енергетики Західної Європи дотримуються думки, що частка електроенергії, виробленої ТЕЦ, у загальному балансі повинна складати близько 50 %. В Україні вона поки ще не перевищує 7 %, тоді як у Фінляндії вже у 1997 році становила 34 % від загальної встановленої потужності. У муніципальній енергетиці Фінляндії пропорція комбінованого виробництва енергії майже найвища у світі – 76 %.

Як бачимо, структура ПЕК України в цілому потребує змін з урахуванням світового досвіду і наявних умов енергетичного ринку. Очевидно,

необхідно зупинити будівництво електростанцій великої потужності, збільшити кількість ТЕЦ, розвивати децентралізоване енергопостачання з використанням відновлюваних та інших нетрадиційних джерел енергії. Для реалізації цього напрямку структурної перебудови енергокомплексу потрібна модернізація (реконструкція) невеликих ТЕС і ТЕЦ там, де це можливо, а також упровадження енергозберігаючих технологій в енергоємних технологічних процесах різних виробництв, зокрема, металургійних, хімічних, виробництві будівельних матеріалів і конструкцій, у малій енергетиці тощо.

Переваги комунальної і децентралізованої енергетики полягають ще й у тому, що для будівництва енергооб'єктів необхідні менші капіталовкладення. Необхідно враховувати, що оптимальне відношення централізованої і децентралізованої енергетики, визначене на основі детального аналізу поточних техніко-економічних показників енергооб'єктів, згодом змінюється.

Великий потенціал енергозбереження мають комунально-побутовий і житловий сектор, на частку яких припадає близько 30 % споживання енергії. Тому особливої уваги заслуговує питання розташування об'єктів комунальної і децентралізованої енергетики. Необхідно враховувати, що найбільші втрати виробленої електроенергії мають регіони, віддалені від ТЕС і АЕС на значні відстані. Сюди належать і села України, до яких прокладені ЛЕП невисокої напруги (6 кВ, 10 кВ). За розрахунками фахівців США, передача електроенергії напругою 10 кВ на відстані, більші 5 км, збиткова, виходячи з діючих тарифів, через високі питомі та абсолютні втрати енергії. Тому для спорудження сільських енергооб'єктів можна рекомендувати малі (міні- і мікро-) ГЕС, вітроелектричні установки, малі ТЕЦ на базі газотурбінних і дизельних електростанцій з використанням місцевих видів палива (біомаси, біогазу, генераторного газу та ін.).

У цілому, під енергозбереженням слід розуміти ефективне використання енергії на кожному етапі її виробництва і перетворення. У попередніх розділах зазначені питання розглядалися в тісному взаємозв'язку з проблемами кінцевої енергоефективності і впливу на довкілля. Це комплексне завдання, складне в науковому, технічному і соціальному плані, пов'язане з взаємозамінністю різних видів енергії, ефективністю і великою

кількістю процесів перетворення, складністю їх фізичної реалізації і математичного моделювання і, нарешті, з різноманіттям і глобальністю екологічних проблем, що породжуються енергетикою й енергопостачанням.

Дослідження в сфері ефективного перетворення енергії охоплюють широке коло проблем, можливо, навіть ширше, ніж сама наука «енергетика». Базові теплоенергетичні процеси характеризуються поступовим зменшенням енергетичного потенціалу робочого тіла. Завдання полягає не тільки в підвищенні цього потенціалу шляхом збільшення кількості енергії, перетвореної в роботу, але й у створенні процесів перетворення енергії з мінімальними тепловими втратами, можливістю подальшого корисного застосування низькопотенційної теплової енергії в інших процесах і, нарешті, максимальним усуненням негативного впливу енергетики на навколишнє середовище.

З урахуванням екологічної кризи, дефіциту паливно-енергетичних ресурсів (у першу чергу газу, мазуту і ядерного палива) одним із стратегічних напрямків створення незалежного, безпечного і надійного паливно-енергетичного комплексу будь-якої країни, у тому числі й України, є прискорений розвиток екологічно чистої енергетики. Це передбачає широкомасштабне використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії. Аналіз стану економіки, географічних, геологічних, кліматологічних та інших даних свідчить, що в багатьох країнах можливе їх широке використання.

Віддаючи належне розвитку даного напрямку, слід зазначити, що це ні в якій мірі не суперечить стратегії подальшого удосконалювання і реабілітації базової традиційної енергетики як основи ПЕК України.

Обов'язковою умовою є врахування можливих змін цінової політики на енергоносії і виділення пріоритетних напрямків розвитку найбільш перспективних галузей економіки, диверсифікованість ПЕР, споживаних енергетикою. І тут важко недооцінити значення енергозбереження як головного і поки що незатребуваного належною мірою енергетичного ресурсу.

Вище були сформульовані головні організаційно-технічні заходи підвищення ефективності використання енергетичного потенціалу ПЕР

в енергетиці та економіці країни в цілому. Діяльність у цьому важливому напрямку об'єднана поняттям «енергозбереження». Однією з її основних складових повинен стати енергетичний аудит як інформаційна основа оцінки енергоефективності, стартова позиція впровадження енергоменеджменту на всіх ієрархічних рівнях (від окремого виробництва до державного рівня), основа інвестиційного аналізу, розробки бізнес-планів, складання програм енергозбереження. У той же час енергетичний аудит є для кожного підприємства добровільним заходом, у проведенні якого зацікавлене керівництво.

Контрольні запитання до глави 4

1. Що таке енергетична політика? Її зв'язок з енергетичною безпекою держави.
2. У чому полягає стратегія і тактика енергетичної політики?
3. Які основи управління підвищенням ефективності виробництва і споживання енергії?
4. Охарактеризуйте консалтингові схеми в енергетиці як державний механізм раціонального використання енергії.
5. Що таке енергетичний баланс? Його основні ознаки і складові.
6. Загальні вимоги і послідовність енергетичного аудиту.
7. Генеральна стратегія проведення енергетичного аудиту.
8. Енергетичний менеджмент як інструмент ефективного управління виробництвом і споживанням енергії.
9. Головні обов'язки енергетичного менеджера.
10. Вимоги до енергоменеджера і рівня його підготовки.
11. Енергозбереження як додаткове джерело енергоспоживання.
12. Енергозбереження як діючий важіль підвищення економічної ефективності і безпеки енергетики.
13. Етапи впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві.
14. З чого складаються собівартість і тарифи на енергію?

Список літератури до глави 4

1. Энергетический менеджмент в промышленности. Учебный курс. Комиссия Европейских Сообществ. Программа TACIS. – Минск : Энергоцентр ЕС, 1995.
2. Аракелов А.Е. Методические вопросы экономии энергоресурсов / А.Е. Аракелов, А.И. Крамер. – М. : Энергоатомиздат, 1990.
3. Энергетический менеджмент ; под общ. ред. А.В. Праховника. – К. : ІЕЕ НТУУ «КПІ», 2001. – 472 с.
4. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття ; під заг. ред. А.К. Шидловського, М.П. Ковалка. – К. : Укр. енциклопедичні знання, 2001. – 400 с.
5. Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Інформаційно-аналітичний бюлетень «Відомості Міністерства палива та енергетики України». Спеціальний випуск. – К., 2006. – 113 с.
6. Варламов Г.Б. Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії : підручник для вузів / Г.Б. Варламов, Г.М. Любчик, В.А. Малярєнко. – К. : Політехніка, 2003. – 232 с.
7. Малярєнко В.А. Енергетика, довкілля, енергозбереження : монографія / В.А. Малярєнко, Л.В. Лисак; під ред. В.А. Малярєнка. – Х. : Рубікон, 2004. – 368 с.
8. Стратегія енергозбереження в Україні: Аналітично-довідкові матеріали. В 2 т. Т. 1. Загальні заходи енергозбереження ; за ред. В.А. Жовтянського, М.М. Кулика, Б.С. Стогнія. – К. : Академперіодика, 2006. – 510 с.
9. Стратегія енергозбереження в Україні: Аналітично-довідкові матеріали. В 2 т. – Т. 2. Механізми реалізації політики енергозбереження ; за ред. В.А. Жовтянського, М.М. Кулика, Б.С. Стогнія. – К. : Академперіодика, 2006. – 600 с.
10. Малярєнко В.А. Енергетичні установки. Загальний курс / В.А. Малярєнко. – Х. : ХНАМГ, 2007. – 287 с.
11. Малярєнко В.А. Енергетика і навколишнє середовище : монографія / В.А. Малярєнко. – Х. : САГА, 2008. – 364 с.

ЧАСТИНА II. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ СИСТЕМ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ

Глава 5. ОСНОВИ ЕНЕРГОАУДИТУ

5.1. Загальні положення

Світовий досвід свідчить, що дотримання економічно обґрунтованої енергозберігаючої політики у використанні паливно-енергетичних ресурсів є одним з найважливіших завдань підприємств у ринкових умовах. Це обумовило поширення в країнах з розвинутою ринковою економікою практики проведення енергетичного аудиту підприємств для економічно обґрунтованого використання енергозберігаючих заходів і підвищення ефективності використання енергоресурсів. У ряді країн енергетичний аудит є підставою для ухвалення рішення банків про доцільність надання кредитів підприємствам.

Енергетичний аудит – вид діяльності, спрямований на виявлення можливості зниження витрат за споживані суб'єктами господарської діяльності енергоресурси і розробку технічно й економічно обґрунтованих пропозицій, рекомендованих для впровадження з урахуванням їх пріоритетності [4, 5, 6].

Енергетичний аудит є основною частиною програми енергетичного менеджменту будь-якої організації, що бажає контролювати свої витрати на енергію. Побудова повної і деталізованої програми енергетичного аудиту є складною, трудомісткою, але необхідною процедурою для визначення основних видів виробничих процесів, що використовують енергію. У той же час енергоаудит є першим кроком в організації енергетичного менеджменту на підприємстві.

Енергетичний аудит передбачає складання балансів, що відображають надходження, проходження, корисне використання і вихід енергії [7]. Наприклад, споживання енергії органічного палива містить п'ять основних процесів:

- вивільнення енергії шляхом спалювання, під час якого потенційна хімічна енергія палива перетвориться в теплову енергію;
- перетворення енергії в альтернативні форми (тобто теплової в механічну, механічної в електричну або навпаки);
- розподіл енергії по пунктах її використання;
- використання енергії для особливих цілей;
- викид енергії в навколишнє середовище.

Основне рівняння перетворення енергії ПЕР може бути виражено:

потенційна енергія палива (прихід) = споживання + втрати при передачі + втрати при споживанні + втрати в навколишнє середовище + втрати через помилки обліку.

Енергетичний аудит як самостійний напрямок у сфері підвищення ефективності має свою нормативно-правову базу, свої правила і методику проведення [5, 6].

5.2. Нормативно-правова база

Нормативно-правові підстави енергетичних обстежень. В Україні поняття про енергетичні обстеження на нормативно-методичному рівні введено Указом Президента і відповідними наказами Державного комітету з енергозбереження. Відповідно до цих документів енергетичні обстеження проводяться спеціалізованими організаціями, що проходять попередню обов'язкову атестацію, якщо здійснюють свою діяльність у бюджетній сфері. Визначено порядок надання, оформлення, видачі і продовження терміну дії документів, єдина форма посвідчення на право проведення енергетичних обстежень, а також відповідні нормативні і правові вимоги.

В Україні розгорнута мережа спеціалізованих організацій, що проводять енергетичні обстеження, якими розроблені і впроваджені енергозберігаючі заходи на тисячах об'єктах бюджетної сфери. Установлено послідовність, правила організації і проведення енергетичних обстежень бюджетних установ, організацій і державних підприємств з метою визначення

ефективності використання енергоносіїв і доцільності впровадження енергозберігаючих заходів.

Енергетичний аудит проводиться з ініціативи Замовника. Його кінцевою метою є виявлення потенційних можливостей підвищення енергоефективності за рахунок впровадження економічно обґрунтованих заходів, запропонованих енергоаудиторами за підсумками проведених обстежень і використання відповідної інформаційної бази.

Енергоаудит – складний і дорогий захід, необхідність і корисність якого не завжди очевидна для керівників підприємств. Тому проводити його рекомендується поетапно, з досягненням консенсусу з керівництвом підприємства на кожному етапі. Це вимагає певного алгоритму проведення енергоаудиту.

Кожен попередній етап повинен закінчуватися обговоренням результатів із представниками Замовника, знаходженням взаєморозуміння. Тільки після цього здійснюється перехід до наступного етапу.

Важливим аспектом проведення енергоаудиту є конфіденційність не тільки наданих результатів, але і всієї документації, з якою працює енергоаудитор, оскільки вона може бути комерційною таємницею.

Особливі вимоги ставляться до фірми і кваліфікації енергоаудитора, який виконує енергоаудит.

Вимоги до кваліфікації енергоаудиторів. Енергоаудитор повинен мати вищу інженерну освіту з енергетичного фаху, відповідну теоретичну підготовку, практичний досвід роботи в галузі енергетики та енергозбереження на промислових і соціальних об'єктах не менше п'яти років. Важливо мати широкий профіль підготовки, а не бути фахівцем тільки в окремій галузі енергетики.

Енергоаудитор повинен володіти: ерудицією; психологічною підготовкою; умінням контактувати з людьми і виконувати економічний аналіз; знанням основ маркетингу, передових енергозберігаючих технологій та устаткування, нормативно-правової бази в галузі енергетики та енергозбереження; здатністю до аналітичного мислення.

Енергоаудитором може бути громадянин України чи іншої держави, який пройшов навчання та одержав спеціальний сертифікат на право проведення енергоаудиту в Україні. Сертифікат видається уповноваженим органом виконавчої влади, яким є центральна група енергоаудиту (ЦГА), у складі центрального органу, що відповідає за питання енергоефективності.

Вимоги до кваліфікації енергоаудитора та енергоаудиторської організації викладено в нормативних документах Держкоенергозбереження [5] і Державному стандарті «Енергоаудит. Загальні положення» (далі – «Положення...»)[6]. Незважаючи на те, що «Положення...» про проведення енергоаудиту стосується бюджетних організацій і державних підприємств, основні його рекомендації стосуються підприємств усіх форм власності, що відображено в новій редакції Закону України «Про енергозбереження» [8]. Особливість роботи енергоаудитора полягає в тому, що аудит проводиться на підприємствах, різноманітних за профілем, структурою і розмірами. З метою полегшення роботи енергоаудитора розроблено методологію реалізації генеральної стратегії енергоаудиту.

5.3. Стратегія і методологія проведення енергетичного аудиту

5.3.1. Загальні положення проведення енергоаудиту

Методологія проведення енергоаудиту основана на визначеному стандартному алгоритмі, що забезпечує як найбільш ефективну роботу аудитора, так і можливість ефективного залучення на окремих етапах роботи інших аудиторів.

Загальні вимоги до стратегії енергетичного обстеження відображають:

- можливість її застосування для всіх типів виробництва і господарств;
- облік усіх видів енергії;
- можливість визначення етапів продовження роботи чи її припинення;
- можливість її використання як бази співробітництва між різними аудиторами.

Для реалізації стратегії енергетичного обстеження прийнятий такий порядок його проведення.

1. *Збір документальної інформації розділений на два етапи.* На першому етапі безпосередньо на підприємстві визначаються його основні характеристики: загальні відомості, організаційна структура, перелік основних підрозділів, графіки помісячних обсягів енергоресурсів і баланс енергоспоживання за структурними підрозділами, ціни на енергоресурси, фінансовий стан підприємства. На другому етапі проводиться аналіз отриманих даних. Будується узагальнена карта енергоспоживання за окремими підрозділами та основними енергоємними технологічними процесами. Попередньо оцінюється потенціал енергозбереження, визначається перелік даних, які необхідно одержати інструментальним обстеженням енерговикористовувального устаткування.

2. *Інструментальне обстеження.* Інструментальне обстеження проводиться для отримання інформації, якої не вистачає для оцінки ефективності енерговикористання, чи при виникненні сумнівів щодо достовірності наведеної інформації. При цьому застосовуються стаціонарні або переносні спеціалізовані прилади, а також використовуються наявні на підприємстві системи обліку енергоресурсів.

Таким чином, для проведення якісного енергоаудиту необхідно провести певний обсяг вимірювань. Відповідно до «Положення...» для їх проведення аудиторська фірма повинна мати мінімальний перелік необхідної вимірювальної техніки, який містить:

- для теплотехнічного обстеження: газоаналізатор для визначення параметрів роботи паливоспалюючого устаткування і викидів у навколишнє середовище; набір термометрів, у тому числі безконтактних, або тепловізор; манометри; трубка Піто; витратомір для вимірювання витрат рідини і газів; секундомір;
- для електротехнічних обстежень: тестер (мультиметр); електричні кліщі чи інші прилади для реєстрації електричних параметрів; аналізатор електричних сигналів (осцилограф чи інші комп'ютеризовані прилади); тахометр; секундомір; електричний ліхтар; діелектричні рукавички.

3. *Обробка й аналіз отриманої інформації.* Вся інформація, отримана з попередньо наданих інформаційних документів і в результаті інструментального обстеження, є вихідною для аналізу ефективності енерговикористання. Під час аналізу аудитор:

- визначає перелік об'єктів, для яких здійснюється оцінка факторів, що впливають на споживання енергії, і розробка енергозберігаючих заходів; а також фактори, що впливають на споживання енергії;
- розраховує фактичне питоме енергоспоживання енергоносіїв з урахуванням обсягів випуску продукції, яке порівнюється з нормативними значеннями, після чого робиться висновок про ефективність енергоспоживання;
- визначаються прямі витрати енергоносіїв за рахунок витоків, недозавантаження, втрат, простоїв, неправильної експлуатації, невідповідності необхідним технологічним параметрам;
- приймаються рішення про проведення (непроведення) подальшого аудиту і визначення рекомендацій з енергозбереження.

4. *Розробка рекомендацій з енергозбереження, що містить:*

- розрахунок потенційної річної економії енергоресурсів, визначення обсягів економії коштів;
- визначення технічних засобів реалізації запропонованих заходів з енергозбереження, а також оснащення, необхідного для реалізації проектів, оцінка їх вартості;
- визначення фінансових витрат на реалізацію енергозберігаючих проектів і строків їх окупності.

Після оцінки економічної ефективності всі рекомендації класифікуються за трьома критеріями:

- безвитратні і маловитратні, що здійснюються підприємствами самостійно в порядку поточної діяльності;
- середньовитратні, які здійснюються, як правило, за рахунок власних засобів підприємств;
- високовитратні, які вимагають додаткових інвестицій і здійснюються з їх залученням.

Після закінчення аналізу формується кінцевий перелік енергозберігаючих заходів, що подається на розгляд керівнику підприємства для подальшої реалізації.

5. Оформлення звіту про проведення енергетичного обстеження, який повинен містити описову та аналітичну частини.

В описовій частині дається інформація щодо енергоспоживання обстежуваного підприємства і його характеристика. В аналітичній частині проводиться аналіз технічних і фінансово-економічних аспектів ефективності енерговикористання; описуються запропоновані енергозберігаючі заходи і порядок їх реалізації, перелік необхідного устаткування, розрахунок економії і терміну окупності проектів.

При необхідності звіт може містити доповнення, у яких викладаються детальні розрахунки, технічні характеристики оснащення та інші довідково-інформаційні матеріали.

6. Аналіз типових помилок під час проведення енергетичних обстежень.

- Метою реалізації енергозберігаючих проектів не є впровадження нового обладнання за будь-яку ціну. Головне правило: підприємство не повинне турбуватися про інвестиції у високі технології, якщо цілком не реалізовані всі можливості підвищення енергоефективності наявного устаткування.

- Рекомендується більше уваги приділяти аналізу загального стану підприємства, його фінансовій стабільності, можливості впровадження енергозберігаючих проектів.

- Споживання енергоносіїв необхідно аналізувати щодо усіх видів, враховувати їх собівартість та обсяги реалізації продукції, стан розрахунків за енергоносії. Особливу увагу необхідно приділяти джерелам енергопостачання і можливості їх диверсифікації.

При підготовці енергозберігаючих заходів необхідно:

- проводити їх аналіз з урахуванням фактичного завантаження технологічного оснащення, реального фінансового стану підприємства і перспектив збільшення випуску продукції;

- підтверджувати пропозиції розрахунками економії енергоресурсів і строків окупності на основі реально існуючих цін на енергоносії і рекомендованого для впровадження устаткування.

Важливо проаналізувати можливість скорочення негативного впливу обстежуваного підприємства на навколишнє середовище за рахунок реалізації енергозберігаючих заходів.

5.3.2. Методологія проведення енергоаудиту

Ця методологія основана на трьох альтернативних методах [9, 10].

Метод «Лідуючого продукту» – технічний прийом, оснований на рекомендаціях з економії енергії шляхом вибору сучасного енергозберігаючого устаткування, що дозволить у випадку його впровадження підвищити енергоефективність. Цей прийом частіше використовують компанії, які продають енергозберігаюче устаткування. Може використовуватися і «внутрішніми» енергоменеджерами компаній при досить великому обсязі аналогічних об'єктів.

Метод «Лідуючої перевірки» – метод, оснований на підрахунку кількості використаної енергії та порівнянні отриманої величини з промисловими нормативами і теоретичними розрахунками споживання енергії. Виконавши дану процедуру, енергоаудитор виявляє шляхи економії енергії за рахунок впровадження нового енергоефективного устаткування або технологій, пропонує організаційні заходи на основі наукового підходу замість традиційно середніх значень.

Змішаний підхід – сукупність двох перших методів. Передбачає використання складних аудиторських прийомів, але замість пошуку широкого кола можливостей увага акцентується на одній технології.

На сучасному етапі аудитори використовують усі ці методи. Обсяг необхідної роботи визначається на етапі складання технічного завдання та оформлення договору на аудит.

Одним з важливих завдань початкового етапу енергоаудиту є проведення попередніх переговорів і визначення вартості робіт. Відповідно до

нормативних документів [5, 6] вартість робіт з енергоаудиту не повинна перевищувати 10 % економії сплати за енергоресурси, очікуваної від впровадження запропонованих рекомендацій.

Для бюджетних організацій проведенню енергоаудиту передують тендери. Цієї практики дотримуються й інші організації: необхідний серйозний підхід, що вимагає враховувати не тільки вартість витрат на аудит, але й кваліфікацію і досвід енергоаудиторів.

У процесі попередніх переговорів обговорюється обсяг роботи на кожному етапі, а також можливість припинити роботу на будь-якому з них. Такий підхід дозволяє Замовнику оцінити, з одного боку, якість і кваліфікацію Виконавця, з іншого – результати кожного етапу, визначити можливості і необхідність проведення робіт у повному обсязі.

Виходячи з цього, розрізняють попередній і глибокий (деталізований) аудит з оцінкою можливостей енергозбереження (МЕЗ) по окремих підрозділах (об'єктах) і підприємстві в цілому.

5.3.3. Послідовність проведення енергоаудиту

Перший етап

Перший крок. Попередні переговори з керівництвом підприємства.

На цьому етапі важливо, щоб з боку Замовника в переговорах брали участь не тільки технічні керівники, але й обов'язково фінансовий керівник підприємства. Це пов'язано з тим, що оплата за енергоресурси є сферою діяльності останнього.

Другий крок. Ознайомлення з підприємством та його структурою.

На цьому етапі доцільне проведення екскурсії по підприємству, ознайомлення з його структурою, системою обліку енергоносіїв і системою інформації про споживання енергоресурсів.

Третій крок. Створення опитувальної карти, у яку фахівцями підприємства вносяться відповіді на питання, поставлені аудитором, наприклад:

- обсяги споживання енергоносіїв і тарифи за попередні роки;
- перелік приладів обліку енергоносіїв;

- перелік основного енергоспоживаючого устаткування;
- періодичність надання структурними підрозділами інформації про споживання ними енергоносіїв, обсяг виробництва та ін.

Приклад складання опитувальної карти наведено нижче, в табл. 5.1 і 5.2.

Таблиця 5.1 – Попередня інформація про споживання енергоносіїв та їх власне виробництво

Рік	Ел. енергія, тис. кВт·год/ тис. грн	Газ природний, тис. м ³ / тис. грн	Обсяг продукції, т/ тис. грн	Вода, тис. м ³ / /тис. грн	Теплоенергія, Гкал, /тис. грн	Холод, Гкал	Вторинні ресурси	Прилади комерційного обліку
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								

Керівник підприємства (підпис) Гол. бухгалтер (підпис) Гол. енергетик (підпис)

Аналогічна таблиця заповнюється по кожному зі структурних підрозділів і підприємству в цілому, на кожен місяць останнього року перед проведенням енергоаудиту.

Таблиця 5.2 – Помісячна інформація, що надається підприємством

Рік	Ел. енергія, тис. кВт·год/ тис. грн	Газ природний, тис. м ³ / тис. грн	Обсяг продукції, т/тис. грн	Вода, тис. м ³ / м ³ /тис. грн	Теплоенергія, Гкал. /тис. грн	Холод, Гкал	Вторинні ресурси	Прилади комерційного обліку
Січень 2009 р.								
Цех 1								
Цех 2								
Цех №								

Закінчення табл. 5.2

Рік	Ел. енергія, тис. кВт·год/ тис. грн	Газ при- родний, тис. м ³ / тис. грн	Обсяг продук- ції, т/тис. грн	Вода, тис. м ³ /тис. грн	Тепло- енергія, Гкал. /тис. грн	Холод, Гкал	Вто- ринні ресур- си	Прилади комер- ційного обліку
Усього								
Лютий 2009 р.								
Цех 1								
і т. д.								

Керівник підприємства (підпис) Гол. бухгалтер (підпис) Гол. енергетик (підпис)

Підприємством надається також така інформація:

- Перелік приладів комерційного і технічного обліку, місця їх установлення, типи, клас точності, діапазон вимірювання.
- Перелік паливовикористовуваного устаткування, тип, паспортні дані, карти режимного налагодження.
- Перелік теплотехнічного устаткування системи теплопостачання, паспорти.
- Перелік паровикористовуваного устаткування, паспорти.
- Система вентиляції (паспорти на вентсистеми, результати налагодження вентсистем).
- Компресорне і насосне устаткування (паспорти, режим роботи, утворюваний тиск та ін.).
- Схеми теплопостачання, паропостачання, повітро– і водопостачання, каналізації.
- Лінійна схема електропостачання.
- Перелік електроспоживаючого устаткування: електропривод, електродвигуни, трансформатори, компенсаційні пристрої з призначенням їх технічної характеристики.
- Система внутрішнього і зовнішнього освітлення.

При проведенні енергоаудиту окремого устаткування додатково необхідні дані про час його роботи, простої, технічну характеристику тощо, які додатково уточнюються по мірі проведення робіт.

Другий етап

На підставі отриманої інформації оцінюється залежність споживання енергоресурсів за роками для визначення тенденцій у сфері енергоефективності. Складаються баланси щодо всіх видів енергоносіїв, а також щодо обсягів платежів за них з метою виявлення найбільш енергоємних споживачів і визначення першочергових структурних підрозділів, з яких потрібно почати обстеження.

Як приклад на рис. 5.1 наведений графік зміни споживання природного газу щомісячно за кілька років. Подібні графіки дозволяють виявити тенденцію зміни споживання різних видів енергоносіїв і в сукупності з графіками зміни обсягів виробництва оцінити тенденцію зміни питомих витрат енергоносіїв.

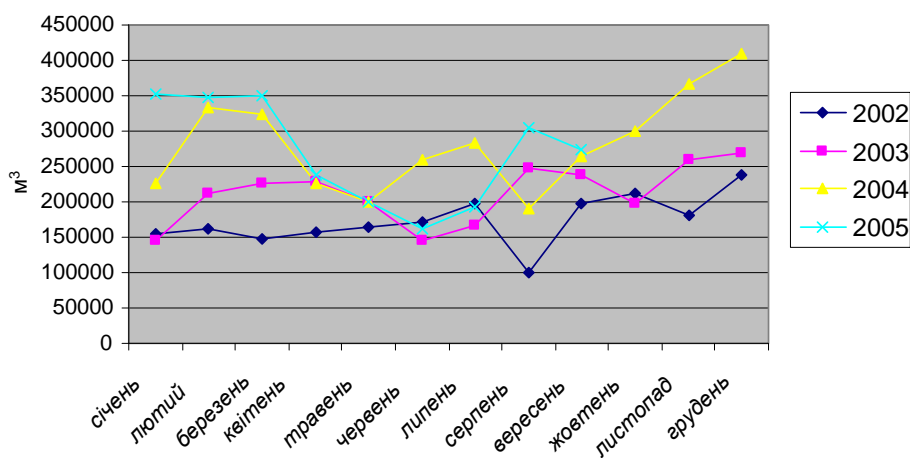


Рис. 5.1. Споживання природного газу підприємством щомісячно

На рис. 5.2, 5.3, 5.4 як приклад наведені графіки балансів споживання природного газу та електроенергії по підрозділах підприємства за даними одного року, а також баланс платежів за енергоносії в цілому по підприємству. Це дозволяє виявити пріоритети проведення детальних обстежень.

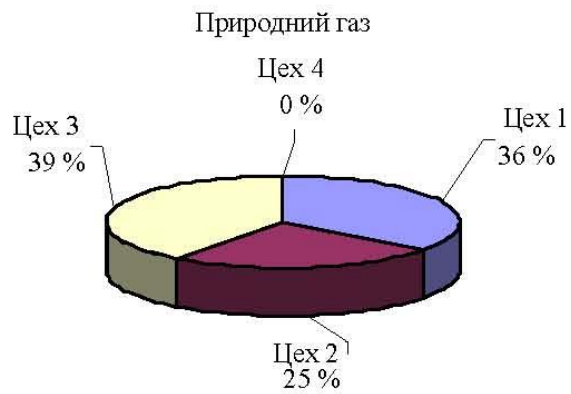


Рис. 5.2. Баланс споживання природного газу

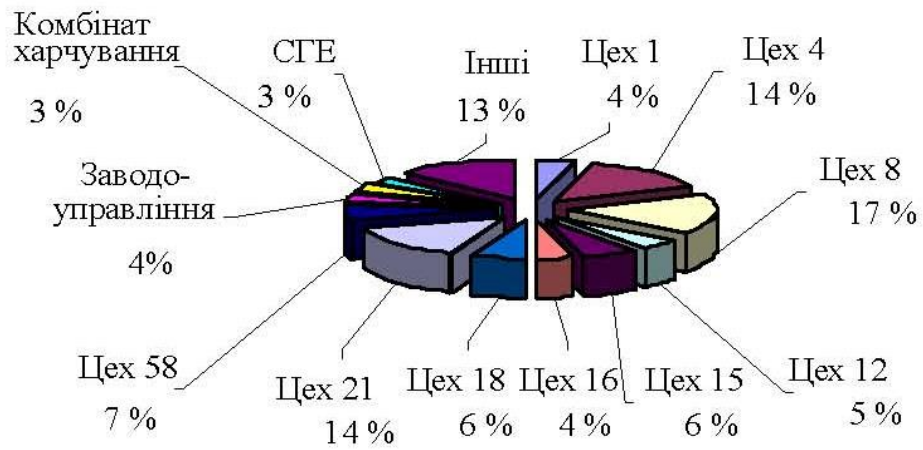


Рис. 5.3. Баланс споживання електроенергії

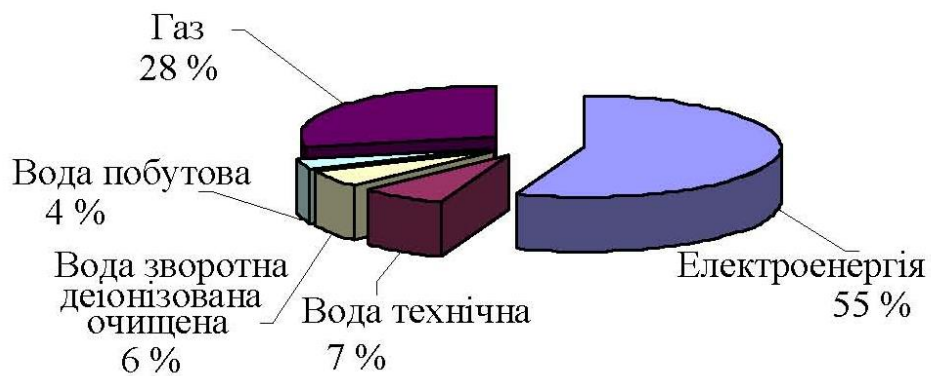


Рис. 5.4. Баланс розподілу платежів за енергоносії по підприємству в цілому

З діаграми, наведеної на рис. 5.4, видно, що основна складова платежів підприємства за енергоносії – електроенергія, потім природний газ. Витрати електроенергії відбуваються при перекачуванні води, виробництві холоду і стиснутого повітря, при транспортуванні теплоенергії на привід технологічного устаткування і при освітленні. Тому необхідне детальне обстеження кожної з цих загальнозаводських систем, виявлення потенціалу енергозбереження, у першу чергу, за рахунок скорочення споживання електроенергії.

Наступний крок: аналіз динаміки споживання енергоносіїв по кожному виду і виявлення фактичних питомих витрат енергії на випуск одиниці продукції (чи на грошове вираження її реалізації) у цілому по підприємству. Для підприємств з великою номенклатурою виробництва за одиницю продукції може бути прийнята й інша характеристика, наприклад, умовні одиниці.

Як приклад на рис. 5.2 показано річний графік зміни питомих витрат енергоносіїв на одному з підприємств, побудований за даними, аналогічними табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Споживання енергоносіїв за період 2001–2005 рр.

Показники		2001	2002	2003	2004
Сумарні витрати, грн/рік		3356050	2652593	4732610	5412853
Виробництво продукції, нормогод/рік		3778300	3500800	3239700	4115900
Споживання електроенергії	кВт·год/рік	12270610	6177986	14008721	12095333
	грн./рік	2558044	1365335	3298640	3718723
Питомі витрати електроенергії, кВт·год/нормогод		3,25	1,764	4,324	3,41
Споживання газу	м ³ /рік	2191000	4189000	4506060	4748000
	грн/рік	798006	1287258	1433970	1694130
Питомі витрати газу, м ³ /нормогод		0,58	1,196	1,39	1,1536
Сумарні питомі витрати, грн/нормогод		0,888	0,7577	1,46	1,315

З цією метою досліджується споживання енергоносіїв для випуску певного обсягу продукції. За умови, що підприємство випускає різну продукцію, аналогічні дослідження проводять по кожному виду продукції або по видах аналогічної продукції, якщо їх можна об'єднати в групи.

У результаті аналізу даних, наданих підприємством, на другому етапі можна виявити показники роботи підприємства в цілому, такі як зміна динаміки споживання енергоносіїв, найбільш витратні види енергоносіїв, розподіл споживання енергоносіїв по окремих виробництвах, питомі витрати енергоносіїв та енергоємність валового продукту підприємства.

На підставі існуючої витрати енергоносіїв по підприємству протягом року (за 12 місяців) для кожного енергоносія, аналогічно табл. 5.3, можна побудувати залежність споживання, а також сумарної кількості енергії (у перерахуванні на умовне паливо) від обсягів виробництва.

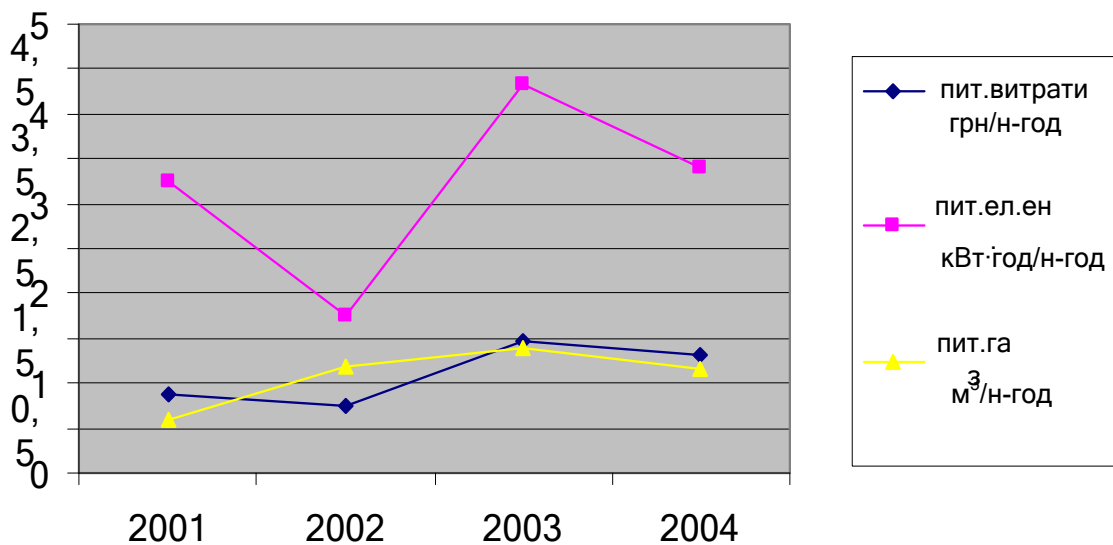


Рис. 5.5. Динаміка зміни питомих витрат енергоносіїв за роками

Для рішення цієї задачі застосовують методи математичної статистики, з яких найбільш поширеним є метод регресійного аналізу [10].

Регресійний аналіз. Як відомо, метод найменших квадратів дає можливість визначити параметри апроксимуючої залежності, наприклад $Y = f(X)$. Установлення взаємозв'язку між досліджуваними змінними об'єкта при

переході до статистичних оцінок дозволяє здійснювати регресійний аналіз [10]. Основними статистичними оцінками є оцінки дисперсності відтворюваності, адекватності і значимості коефіцієнтів.

Звичайно передбачається, що витрати енергоносіїв прямо пропорційні обсягам виробництва. Така залежність у першому наближенні може бути описана лінійним рівнянням першого порядку вигляду:

$$Y = aX + b, \quad (5.1)$$

де X – обсяги виробництва (т, тис. шт., грн або в ін. одиницях); Y – витрати енергоносіїв (тис. кВт·год, тис. м³ газу, т у. п.).

У рівнянні (5.1) невідомі коефіцієнти a і b , що визначають відповідно базове споживання енергоносіїв при $X = 0$ і кут нахилу апроксимуючої лінії. Виходячи з методу найменших квадратів, вони повинні задовольняти умову, коли сума квадратів відхилень експериментальних точок від згладжувальної лінії обертається в мінімум.

Розв'язання рівняння (5.1) відносно a і b має вигляд:

$$\sum Y = na + b \sum X;$$

$$\sum XY = a \sum X + b \sum X^2,$$

де n – кількість фактично відомих значень.

Знаючи значення a і b , X і Y , можна побудувати лінію, що визначається як стандартна для питомих витрат енергоносіїв. Для оцінки справедливості лінійної залежності X та Y визначається коефіцієнт кореляції, величина якого лежить у межах $-1 \leq R \leq +1$ та характеризує справедливість лінійного зв'язку між X та Y .

Зазначені операції, побудову лінії тренда і визначення коефіцієнта кореляції можна виконати за допомогою комп'ютерної програми Microsoft Office. На рис. 5.6 подано результати обробки використання регресійного аналізу з метою визначення залежності витрат енергоносіїв від обсягу виробництва.

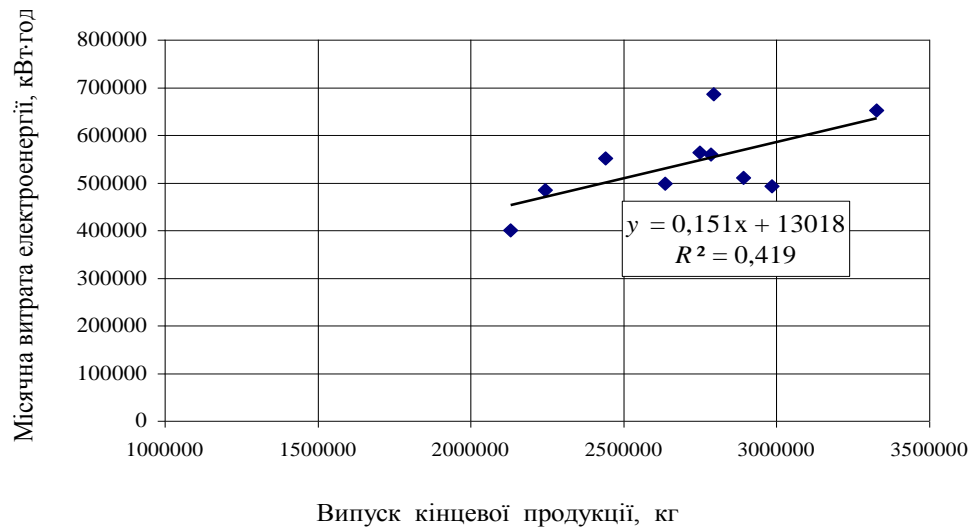


Рис. 5.6. Приклад розрахунку залежності витрат електроенергії від обсягу кінцевої продукції

На підставі отриманих значень коефіцієнтів кореляції та значень a і b можна зробити висновок, що прийнята лінійна залежність витрат електроенергії від обсягу випуску продукції цілком виправдана ($R = 0,647$). При цьому велика частина споживаної електроенергії йде на загальнозаводські потреби (про що свідчить високе значення вільного члена). Розкид відносно лінії тренда значний, що дозволяє зробити висновок про можливе зниження технологічної витрати електроенергії.

На другому етапі складаються також карти споживання та обліку енергоносіїв, призначення яких – допомогти аудиторам зорієнтуватися в напрямку проведення подальших досліджень та оцінки необхідного устаткування для детальних вимірювань.

Третій етап

На даному етапі проводиться аналіз ефективності використання енергоносіїв по окремих підрозділах, основних технологічних процесах, окремих і найбільш енергоємних агрегатах. Завдання аудиторів – виявлення джерел втрат і оцінка річних втрат ПЕР, визначення можливих шляхів їх економії і диверсифікованості енергоносіїв. Звичайно цей етап пов'язаний з необхідністю проведення інструментальних обстежень об'єктів, вибір

яких має суб'єктивний характер, виходячи з умов споживання енергоносіїв і часу роботи устаткування. Даний етап найбільш трудомісткий і потребує високої кваліфікації аудиторів. Типовими об'єктами енергоаудиту є:

- системи теплопостачання і теплогенерувальне устаткування;
- системи електрозабезпечення (трансформаторні підстанції, компенсаційні пристрої, джерела генерації);
- системи виробництва стиснутого повітря і холоду;
- системи водопостачання і каналізації;
- енергоємне устаткування (промислові печі, автоматичні лінії, конвеєри та інше устаткування).

Проводиться оцінка можливих варіантів технічних рішень, спрямованих на скорочення витрати ПЕР, а також витрат коштів на їх реалізацію. Пропозиції аудиторів розглядаються працівниками підприємства, обговорюються можливості їх впровадження. На цьому ж етапі вивчаються рекомендації, запропоновані підприємству раніше, і виявляються причини, через які вони не були реалізовані. Після обговорення енергоаудитори переходять до останнього етапу – складання звіту.

Четвертий етап

Полягає в підготовці звіту і проведенні презентації. При написанні звіту необхідно дотримуватись вимог до його оформлення та визначеного порядку викладу.

Вимоги до оформлення звіту

Структура звіту з енергоаудиту така:

- титульний лист;
- реферат;
- анотація (інформація для керівника);
- загальні відомості про підприємство;
- аналіз економічного стану підприємства;
- аналіз питомих витрат енергоносіїв;
- опис основних систем і устаткування енергозабезпечення;
- розробка енергозберігаючих заходів;

- розширені висновки;
- список використаної літератури;
- додатки.

Титульний лист звіту з енергоаудиту містить таку інформацію:

- назва спеціалізованої організації Виконавця, її юридична адреса, номер, дата реєстрації і термін дії посвідчення на право проведення робіт, виданого уповноваженим на те органом виконавчої влади;
- назва Замовника і його юридична адреса;
- назва звіту з вказівкою об'єкта, на якому здійснювався енергоаудит;
- назва, номер і дата договору на проведення енергоаудиту;
- відомості про конфіденційність поданої інформації, якщо це зазначено в договорі на виконання робіт;
- посада, прізвище та ініціали керівника підприємства, який виконував енергоаудит і його особистий підпис, завірений печаткою;
- інформація про аудиторів, що виконували роботу, із зазначенням їх прізвища, ім'я та по батькові, наявність сертифіката, зазначення розділів, які виконував кожен з них, та їх особисті підписи.

Реферат містить короткі відомості про зміст звіту (кількість сторінок, таблиць, рисунків, ключові слова та короткий зміст звіту).

Анотація (інформація для керівника) містить основні відомості про результати роботи, джерела використаної економічної і технічної інформації, рівні відповідності виконаного обсягу робіт технічному завданню, а також короткі висновки про отримані результати. Надаються рекомендації з організації на підприємстві енергоменеджменту і визначаються передумови, необхідні для його впровадження. Наводиться таблиця можливих заходів із енергозбереження (МЕЗ), що містить назву заходу, очікувану економію від його впровадження, витрати і термін окупності. Наприкінці таблиці указується сумарний економічний ефект від впровадження всіх МЕЗ з урахуванням коефіцієнта їх взаємного впливу, який приймається в межах 0,7–0,75.

Загальні відомості про підприємство:

- історична довідка;
- структура підприємства та ієрархічні зв'язки управління;
- відомості про основне енергоспоживаюче та енергогенеруюче устаткування;
- відомості про будівлі та споруди;
- відомості про обсяги споживання енергоносіїв і тарифи за роками та обсяги платежів;
- відомості про системи обліку енергоносіїв і наявність енергоменеджменту.

Аналіз економічної діяльності в галузі енергоресурсів повинен відображувати позиції, обумовлені в технічному завданні, і містити:

- аналіз тенденцій виробництва і споживання ПЕР за останні роки по підприємству в цілому;
- аналіз питомих показників споживання ПЕР по підприємству в цілому з визначенням тенденції зміни енергоємності виробництва по кожному виду енергоносіїв;
- побудова балансів споживання усіх видів ПЕР;
- виявлення найбільш енергоємних споживачів і аналіз їх діяльності;
- визначення питомих витрат енергоносіїв з урахуванням моделювання на підставі вибору лінійної або нелінійної моделі, виявлення достовірності обраної моделі.

Розробка енергозберігаючих заходів повинна містити техніко-економічне обґрунтування. Енергоаудитори несуть повну відповідальність за достовірність пропонованих технічних рішень та економічних розрахунків.

Кожна пропозиція повинна супроводжуватися такою інформацією:

- детальний опис сформованої ситуації, результати вимірювань і розрахунків, які підтверджують виявлені недоліки;
- опис пропонованих змін із наведенням основних технічних характеристик (детальна інформація може бути винесена в додатки);
- розрахунок очікуваного економічного ефекту від упровадження пропозиції;

- розрахунок витрат на впровадження з урахуванням капітальних та експлуатаційних витрат;
- розрахунок простого (не дисконтного) строку окупності рекомендованих пропозицій, порівняно з іншими варіантами;
- висновки про доцільність чи недоцільність реалізації кожного з енергозберігаючих заходів.

Перелік енергозберігаючих заходів. Усі рекомендовані енергозберігаючі заходи вносяться в загальну таблицю можливостей енергозбереження (МЕЗ). Залежно від терміну окупності і суми витрат на впровадження заходу вони розподіляються на маловитратні і витратні, ранжуються за ступенем їх пріоритетності. Загальний вигляд таблиці МЕЗ наданий нижче. Простий термін окупності T визначається відношенням річної економії E до сумарних витрат на впровадження Z .

Таблиця 5.4 – Можливості енергозбереження

МЕЗ №	Назва заходу	Економія ПЕР			Річна економія, тис. грн	Витрати на впровадження, тис. грн	Термін окупності $T = E/Z$
		Ел. енергія, тис. кВт/год	Паливо, м ³ , т, т у. п.	Тепло-енергія Гкал			

5.3.4. Організація вимірювань

Як зазначалося вище, методологія енергоаудиту передбачає обов'язкове використання вимірювань споживання енергоносіїв, порівняння результатів вимірювань, здійснених різними методами, з метою виявлення їх достовірності і, як наслідок, правильності розрахунків енергоспоживання [4].

Розрізняють такі методи проведення вимірювань: пряме, непряме, часткове; а також оціночне: оцінка споживання, аналіз витрати енергії, перехресна перевірка даних. Схема проведення вимірювань показана на рис. 5.7.

Пряме вимірювання є найбільш точним засобом вимірювань і проводиться за допомогою установлених стаціонарно і переносних вимірювальних приладів. Прикладом прямих вимірювань можуть бути вимірювання енергоспоживання за допомогою лічильників. При цьому лічильники не завжди вимірюють безпосередньо величину споживання енергії. Наприклад, лічильник електроенергії показує споживання електроенергії, а лічильник газу, який вимірює об'ємну витрату, для розрахунку енергоспоживання вимагає введення множника для визначення його енергоємності.

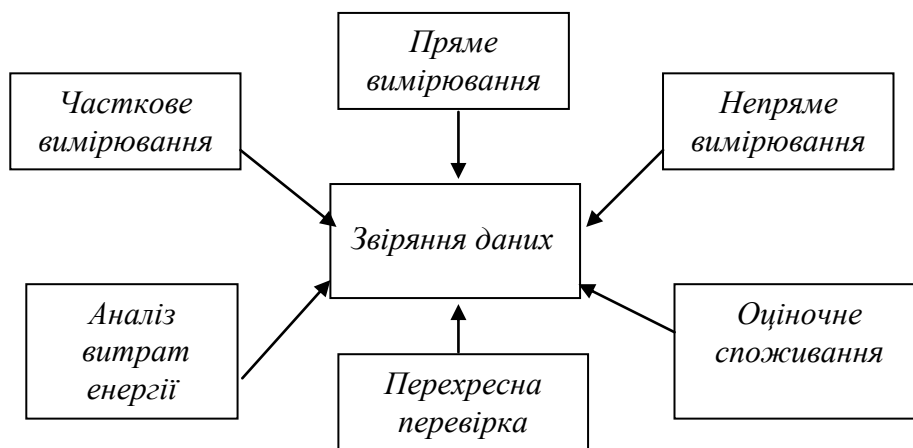


Рис. 5.7. Схема заходів оцінки енергоспоживання

У разі витрати твердого чи рідкого палива для оцінки споживання необхідно зробити вимірювання на «складі» до і після контрольного часу. Найбільш поширеним вимірником для рідкого палива, яке зберігається в ємкостях, є щупи чи поплавкові рівнеміри, рівнеміри, які працюють на принципі з'єднаних посудин. Для вимірювання твердого палива на складі застосовують прямі вимірювання лінійних габаритів до і після розрахункового періоду. Як тимчасові аудитори застосовують переносні вимірники.

Вимірювання, що проводяться в конкретні моменти часу, виконуються за допомогою більш простих приладів, які показують значення у даний момент часу, що не завжди відображає дійсне довготривале енергоспоживання для оцінки його річної величини.

Складні прилади, що забезпечують можливість розрахунку і запису показань і мають визначений обсяг пам'яті, дозволяють проводити більш точніші розрахунки. Прикладом такого приладу може бути електричний реєстратор, що дозволяє реєструвати миттєві та тривалі показання одночасно потужності, струму і напруги. Для оцінки середніх показників споживання енергії необхідно використовувати показання стаціонарних приладів із самописами і великою пам'яттю.

В усіх випадках при проведенні вимірювань і порівнянні показань тимчасових і постійних вимірників необхідно враховувати клас точності приладів і межі шкал вимірювань, що визначають їх точність.

Непряме вимірювання передбачає проведення вимірювань на основі розрахункових методів, до яких належать:

- регресійний аналіз, що дозволяє розділити загальне споживання енергії на два потоки (постійне і змінне навантаження);
- перевірний тест, який полягає в послідовному вимірюванні при живленні від одного джерела декількох споживачів повного навантаження і при відключенні окремих джерел. Перевірні тести застосовуються винятково до обладнання, яке споживає протягом тестування постійну кількість енергії.

При оцінці споживання енергії важливо мати інформацію не тільки про номінальну потужність устаткування, яке експлуатується, але і про час його експлуатації, тобто враховувати коефіцієнти використання робочого часу і потужності (навантаження). Дану інформацію аудитор може одержати при спілкуванні зі співробітниками підприємства. Це, насамперед, стосується виробничого устаткування з електроприводом (вентилятори, верстати, підйомно-транспортне устаткування), офісної техніки, внутрішнього освітлення і т. ін.

Перехресна перевірка є однією з обов'язкових процедур енергоаудиту з метою виявлення можливих помилок. Найчастіше застосовуються такі прийоми перехресної перевірки:

- оцінка відсотка зекономленої енергії у порівнянні зі спожитою;
- аналіз потоків енергії і балансів;

- взаємовиключення;
- зниження очікуваної економії, пов'язане із взаємним впливом результатів одночасного впровадження декількох заходів.

Контрольні запитання до глави 5

1. Що вивчає енергозбереження?
2. Енергетичний аудит, його основні цілі та завдання.
3. Основні етапи енергоаудиту та їх особливості.
4. Засоби статистичної обробки інформації при енергоаудиті.
5. Вимоги до пропонованих заходів щодо енергозбереження.
6. Вимоги до звіту з енергоаудиту.
7. Основна нормативно–правова база енергоаудиту.
8. Вимоги до кваліфікації енергоаудиторів.
9. Організація вимірювань при енергоаудиті та матеріальна база (прилади) енергоаудитора.

Список літератури до глави 5

1. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття ; за ред. А.К. Шидловського, М.К. Ковалка. – К. : УЄЗ, 2001. – 400 с.
2. Інформаційно-аналітичне дослідження стану паливно-енергетичного комплексу України / Науково-технічна спілка енергетиків та електриків України. – № 288, з 1 по 15 січня 2006 р. – К., 2006.
3. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. та дальшу перспективу (основні положення) / Міністерство палива та енергетики України, Національна академія наук України. – К., 2005.
4. Энергетический менеджмент / А.В. Праховник, А.И. Соловей, В.В. Прокопенко и др. – К. : ИЭЭ НТУ «КПИ», 2001. – 472 с.
5. Наказ Держкоменергозбереження № 27 від 1999 р.

6. Енергозбереження. Енергетичний аудит промислових підприємств : Державний стандарт України ДСТУ 4713-2007. – Введ. 01.07.07. – К., 2007.
7. Промышленность Украины: путь к энергетической эффективности. EC-Energy Centre Kiev, Ukraine. TACIS – Programme. Printed in Denmark 1995 by DanPost Grafic, 199 p.
8. Про енергозбереження : Закон України від 01.07.1999 №74/94-ВР / Відомості Верховна Рада України (ВВР). №75-94-ВР від 01.07.94, ВВР, 1994, №30, ст. 284.
9. Материалы проекта «Усиление действий по подготовке энергоменеджеров в Украине» по программе TACIS № EUK 9701. – К. : ИЭЭ НТУУ «КПИ», 1999.
10. Методы исследований и организация экспериментов ; под ред. К.П. Власова. – Х. : Гуманитарный Центр, 2002. – 256 с.
11. Малярченко В.А. Энергосбережение и энергетический аудит: учеб. пособие / В.А. Малярченко, И.А. Немировский ; под ред. В.А. Малярченко. – Х. : ХНАГХ, 2008. – 253 с.

Глава 6. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Системи теплопостачання є на кожному підприємстві, у будь-якій організації, на об'єктах житлово-комунального господарства. Їх аудит передбачає дослідження таких систем:

- опалення і вентиляції будівель і споруд;
- гарячого водопостачання, паропостачання і повернення конденсату;
- постачання пари, теплової енергії і гарячого водопостачання технологічних агрегатів;
- тепло- та парогенеруючого устаткування;
- транспортування теплової енергії.

При цьому проводиться оцінка відповідності потужності генеруючого устаткування і приєднаних теплових навантажень з метою виявлення можливого потенціалу зниження витрат на енергоресурси.

Зупинимося на особливостях і основних положеннях проведення енергоаудиту для кожної з перерахованих систем.

6.1. Визначення потреби в тепловій енергії

Потреби в тепловій енергії можна визначити з проектної документації, а в разі її відсутності необхідну кількість теплової енергії визначають за укрупненими показниками, потім розраховують витрати тепла в мережах. Для цього треба визначити діаметр, довжину та спосіб прокладки трубопроводів; фізичні характеристики матеріалу ізоляції, її стан. Якщо зазначені дані відсутні, проводять ревізію теплотрас та інструментальне обстеження спаду температури теплоносія по трасі (від колодязя до колодязя чи в інших доступних місцях).

Після визначення необхідної кількості теплової енергії для всіх будівель і споруд, підприємств або інших об'єктів, що підключені до джерела теплопостачання, складають фактичний баланс теплоти. Якщо розходжен-

ня по тепловому балансу становить більше 5 %, то рекомендується виконати більш точні розрахунки чи вимірювання.

Фактичні витрати теплоти на потреби теплопостачання та вентиляції можуть бути визначені одним з таких методів:

- за питомими опалювальними характеристиками на 1 м^2 внутрішньої площі будинку з урахуванням горищних перекриттів і підвалів;
- за питомими опалювальними характеристиками на 1 м^3 об'єму споруди по зовнішньому периметру;
- за тепловим балансом.

Слід відзначити, що при застосуванні сучасних матеріалів для огорожувальних конструкцій норми питомої кількості теплоти на 1 м^2 площі будинку значно знижуються (таблиця 6.1).

Таблиця 6.1 – Граничні норми витрат теплоенергії, кВт·год/ м^2 на рік

Тип споруди	До 1994 р. забудови	Забудова з 1994 по 1999 рік				Забудова з 1999 р.			
		1–3 поверхи	4–5 поверхів	6–9 поверхів	>10 поверхів	1–3 поверхи	4–5 поверхів	6–9 поверхів	>10 поверхів
Житлові	240	200	160	140	115	160	130	110	95
Навчальні та лікувальні	250	205	195	185	–	175	165	155	–
Дошкільні	330	280	–	–	–	245	–	–	–

Зазначені в табл. 6.1 питомі витрати теплової енергії розраховуються на основі забезпечення санітарних норм зміни температури повітря в приміщенні (додаток В, табл. Д.В.1). Згідно з санітарними нормами у житлових приміщеннях температура повітря повинна становити 18°C ; у кутових квартирах – від 18 до 20°C ; у виробничих приміщеннях – від 16 до 18°C ; складських – 14°C ; у приміщеннях дошкільних і лікувальних закладів – 20°C .

6.2. Розрахункові методи визначення споживання теплової енергії

6.2.1. Розрахунок за результатами вимірювань

При проведенні інструментального обстеження визначається фактичне годинне споживання теплової енергії $Q_{\text{ф.оп.г}}$ і розраховується її річне споживання $Q_{\text{оп.р.}}$, кДж

$$Q_{\text{оп.ф.г}} = G_{\text{ф.оп}} c_0 (t_{\text{тн.под}} - t_{\text{тн.зв}}); \quad (6.1)$$

$$Q_{\text{оп.р.}} = Q_{\text{оп.ф.г}} \cdot V \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн.ср}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн.мах}}} \cdot n_0, \quad (6.2)$$

де $G_{\text{ф.оп}}$ – витрата теплоносія в системі опалення, м³/год; c_0 – теплоємність води в системі опалення при середній температурі теплоносія, кДж/(м³·°C); $t_{\text{тн.под}}$ – температура теплоносія в постачальній трубі, °C; $t_{\text{тн.звор}}$ – температура теплоносія в зворотному трубопроводі, °C; $t_{\text{вн}}$ – температура в приміщенні, °C; $t_{\text{зовн.ср}}$ – температура зовнішнього повітря, середня за опалювальний сезон згідно з нормативами, °C; $t_{\text{зовн.мах}}$ – температура зовнішнього повітря максимально холодного тижня, згідно з довідником, °C; n_0 – тривалість опалювального періоду, год.

Вимірювання температури води в постачальному та зворотному трубопроводі проводяться в одному місці (рамка, джерело, місце установлення лічильника).

6.2.2. Розрахунок за питомими опалювальними характеристиками

А. Розрахунок за питомими характеристиками на 1 м³ об'єму споруди.

Розрахунково-нормативну середньогодинну кількість теплоти на опалення можна знайти за формулою (6.3), кДж.

$$Q_{\text{о.г.}}^{\text{н}} = 86,4 \cdot Q_{\text{оп}} \cdot n_0. \quad (6.3)$$

Річна і максимальна кількість теплоти на опалення визначається за виразами (6.4) і (6.5) відповідно, Вт:

$$Q_{\text{оп}} = Q_{0\text{max}} \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн.о}}^{\text{сп}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн.о}}} ; \quad (6.4)$$

$$Q_{0\text{max}} = \alpha \cdot V_{\text{зовн}} \cdot q_0^{\text{в}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн.о}}). \quad (6.5)$$

де α – поправковий коефіцієнт залежності відхилення температури холодного періоду від нормативної ($-30\text{ }^{\circ}\text{C}$), обирається згідно з табл. 6.2; $V_{\text{зовн}}$ – зовнішній будівельний об’єм будинку без підвалів, м^3 ; $q_0^{\text{в}}$ – питома опалювальна характеристика, $\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$ ($\text{ккал}/(\text{год} \cdot \text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$).

Таблиця 6.2 – Значення поправкового коефіцієнта α

$T_{\text{зовн.о}},$ $^{\circ}\text{C}$	0	-5	-10	-15	-20	-25	-35	-40	-45
α	2,05	1,67	1,45	1,29	1,17	1,08	0,95	0,9	0,85

Б. Розрахунок за питомими опалювальними характеристиками на 1 м^2 загальної площі підлоги будинку

Відповідно до СніП 2.04.07-86 даний метод рекомендований для розрахунку теплових потоків житлових будинків, хоча допускається його застосування і для розрахунку теплових потоків громадських і промислових споруд.

Річне і середньогодинне розрахунково-нормативне споживання теплової енергії визначається з виразів (6.1) і (6.2), а максимальний тепловий потік за формулою (6.6), Вт

$$Q_{0\text{max}} = q_0 \cdot \gamma A \cdot (1 + k_1), \quad (6.6)$$

де q_0 – укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення житлових будинків (на 1 м^2 загальної площі), $\text{Вт}/\text{м}^2$; A – загальна площа

житлового будинку, м^2 ; k_1 – коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських будівель ($k_1 = 0,25$ за СНіП 2.04.07-86).

Використання даного методу для будинків з кількістю поверхів менше п'яти дає значне завищення розрахункового теплового навантаження. Тому при розрахунку значень $Q_{0\text{max}}$ для бюджетних організацій його можна застосовувати тільки при кількості поверхів п'ять і більше.

6.2.3. Розрахунок за тепловим балансом споруд

Це найбільш точний метод, який застосовується у випадку відсутності повної інформації або при виникненні суперечок.

Тепловий баланс будинку можна надати в такому вигляді [1, 2]:

$$Q_h^y = (\sum_{i=1}^n Q_{\text{три}} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{інфі}} - Q_{\text{теп}}) \cdot \beta, \quad (6.7)$$

де Q_h^y – споживання теплової енергії будинком протягом опалювального періоду, $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$; $Q_{\text{три}}$ – витрати теплоти теплопередачею через огорожувальні конструкції будівель (стіни, вікна, підлога, дах та ін.), $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$; $Q_{\text{інфі}}$ – втрати теплоти інфільтрацією при надходженні холодного повітря в приміщення через нещільності зовнішніх огорожувальних конструкцій (вікна, двері та ін.), $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$; $Q_{\text{теп}}$ – кількість теплоти, яка виділяється працівниками та устаткуванням; β – коефіцієнт, який враховує додаткове теплоспоживання системи опалення (для багатосекційних та інших подовжених будинків $\beta = 1,13$; для будинків баштового типу $\beta = 1,11$).

Річні втрати теплової енергії через теплопередачу $Q_{\text{три}}$ та інфільтрацію $Q_{\text{інфі}}$ визначаються виразами (6.8) і (6.9), $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$

$$Q_{\text{три}} = Q_{\text{три}}^{\text{сп}} \cdot n_0; \quad (6.8)$$

$$Q_{\text{інфі}} = Q_{\text{інфі}}^{\text{сп}} \cdot n_0, \quad (6.9)$$

де n_0 – тривалість опалювального періоду в годинах, яка відповідає періоду із середньою добовою температурою зовнішнього повітря $8\text{ }^{\circ}\text{C}$ та нижче (за СНіП 2.01.01-82) [3].

6.2.4. Розрахунок середньогодинних потоків теплоти крізь огорожувальні конструкції приміщень

Основні та додаткові втрати теплоти $Q_{\text{три}}^{\text{cp}}$ визначаються шляхом підсумовування втрат теплоти через окремі огорожувальні конструкції відповідно до виразу (6.10), Вт

$$Q_{\text{три}}^{\text{cp}} = \frac{A_i \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}}^{\text{cp}}) \cdot (1 + \Sigma\beta) \cdot n}{R_i}, \quad (6.10)$$

де A_i – розрахункова площа огорожувальної конструкції, м^2 ; R_i – опір теплопередачі огорожувальної конструкції ($\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$)/Вт; β – додаткові втрати теплоти (у частках від основних втрат) [4]; n – коефіцієнт, прийнятий залежно від положення зовнішньої поверхні огорожувальної конструкції відносно зовнішнього повітря (додаток В, табл. Д.В.4).

Опір теплопередачі огорожувальної конструкції, крім заповнень світлових прорізів і підлог на ґрунті, визначається за виразом (6.11) і вимірюється у ($\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$)/Вт [1, 4]:

$$R_i = 1/\alpha_{\text{в}} + R_{\text{к}} + 1/\alpha_{\text{н}}, \quad (6.11)$$

де $\alpha_{\text{н}}$ – коефіцієнт тепловіддачі зовнішньої поверхні огорожувальної конструкції для зимових умов Вт/($\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$); $\alpha_{\text{в}}$ – коефіцієнт тепловіддачі внутрішньої поверхні огорожувальної конструкції, Вт/($\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$); $R_{\text{к}}$ – термічний опір огорожувальної конструкції, ($\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$)/Вт.

Термічний опір огорожувальної конструкції $R_{\text{к}}$ визначається за такими виразами і вимірюється у ($\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$)/Вт [1, 4]:

а) для однорідної конструкції

$$R_k = \delta / \lambda, \quad (6.12)$$

де δ – товщина шару, м; λ – розрахунковий коефіцієнт теплопровідності матеріалу шару, Вт/(м²·°C),

б) для конструкцій з послідовно розташованим однорідними шарами

$$R_k = R_1 + R_2 + R_3 + \dots + R_n + R_{п.п}, \quad (6.13)$$

де R_1, R_2, \dots, R_n – термічні опори окремих шарів огорожувальних конструкцій, які визначаються за формулою (6.12), (м²·°C)/Вт; $R_{п.п}$ – термічний опір замкненого повітряного прошарку.

в) для неоднорідної огорожувальної конструкції R_k визначається відповідно до СНіП І І-3-79 [5].

Опір теплопередачі заповнень світлових прорізів приймається за табл. Д.В.5, додаток В; опір теплопередачі підлог на ґрунті R_k визначається за даними [1, 5]:

а) для внутрішніх підлог і стін, розташованих нижче рівня землі, з коефіцієнтом теплопровідності $\lambda \geq 1,03$ Вт/(м²·°C), по зонах шириною 2 м з рівнобіжними зовнішніми стінами, R_k (м²·°C/Вт) приймається рівним: для І зони – 2,1; для ІІ зони – 4,3; для ІІІ зони – 8,6; для ІV зони – 14,2 (рис. 6.1).

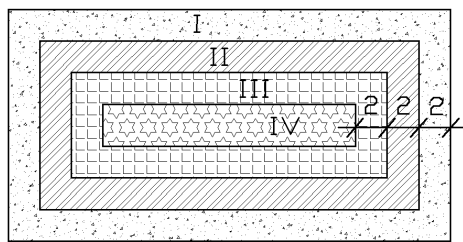


Рис. 6.1. До визначення опору теплопередачі підлог

б) для утеплених підлог і стін, розташованих нижче рівня землі, з коефіцієнтом теплопровідності утеплювального шару $\lambda > 1,03$ Вт/(м²·°C) і товщиною δ приймається за виразом

$$R_k = R_c + \delta / \lambda; \quad (6.14)$$

в) для підлог на лагах R_k розраховуються за формулою

$$R_k = 1,18(R_c + \delta / \lambda), \quad (6.15)$$

де R_c – сума термічних опорів утеплювальних шарів конструкції підлоги $\lambda < 1,0 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$.

Додаткові втрати теплоти через огорожувальні конструкції приймаються в частках від основних витрат:

- у приміщеннях будь-якого призначення через зовнішні вертикальні і похилі (вертикальна проекція) стіни, двері і вікна, які виходять на північ, схід, північний схід і північний захід – у розмірі 0,1, на південний схід та захід – у розмірі 0,5, у кутових приміщеннях – додатково по 0,05;

- у громадських, адміністративно-побутових і виробничих приміщеннях через дві зовнішні стіни і більше, коли одне з огорожень виходить на північ, схід і північний захід – 0,15; в інших випадках – 0,1;

- у приміщеннях, розроблених згідно з типовим проектом, через стіни, двері та вікна, які виходять на кожну із сторін світу – у розмірі 0,08 при одній зовнішній стіні і 0,13 – для кутових приміщень (крім житлових), а в житлових приміщеннях – 0,13;

- через підлоги першого поверху, які не обігріваються, над холодними підвалами будинків у місцевостях з розрахунковою температурою зовнішнього повітря – 40°C та нижче – у розмірі 0,05;

- через зовнішні двері, які не обладнані повітряними чи повітряно-тепловими завісами, при висоті будинку H , (м), від середньої планувальної оцінки землі до верху карниза, від центру витяжних отворів ліхтаря або устя шахти – у розмірі: $0,2H$ – для потрійних дверей з двома тамбурами між ними; $0,27H$ – для подвійних дверей з тамбурами між ними; $0,34H$ – для подвійних дверей без тамбура; $0,22H$ – для одинарних дверей;

- через зовнішні ворота, які не обладнані повітряними чи повітряно-тепловими завісами, – у розмірі 3 при відсутності тамбура та у розмірі 1 при наявності тамбура перед воротами.

6.2.5. Розрахунок середньогодинних потоків теплоти на нагрів зовнішнього повітря, інфільтруючого крізь огорожувальні конструкції

Витрати теплоти $Q_{\text{інфі}}^{\text{cp}}$ на нагрів інфільтруючого повітря слід визначати за виразом (6.16), Вт

$$Q_{\text{інфі}}^{\text{cp}} = 0,28 \cdot \Sigma G_i \cdot c \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}}^{\text{cp}}) \cdot k, \quad (6.16)$$

де G_i – витрата інфільтруючого повітря через огорожувальні конструкції приміщень, кг/год; c – питома теплоємність повітря, яка дорівнює 1 кДж(кг·°С); k – коефіцієнт урахування впливу теплового потоку в конструкціях ($k = 0,7$ – для стиків панелей, стін і вікон з потрійними плетіннями; $k = 0,8$ – для вікон і балконних дверей зі спареними плетіннями та відкритих прорізів (СНіП 2.04.05-91)).

Витрата інфільтруючого повітря в приміщенні G_i через нещільності зовнішніх огорожень слід визначати за виразом (6.17), кг/рік

$$G_i = \Sigma \frac{0,216 \cdot A_1 \cdot \Delta p_i^{0,67}}{R_u} + \Sigma A_2 \cdot G_n \left(\frac{\Delta p_i}{\Delta p_1} \right)^{0,67} + 3456 \Sigma A_3 \cdot \Delta p_1^{0,5}, \quad (6.17)$$

де A_1 – площа світлових прорізів (вікон, дверей, ліхтарів); A_2 – площа огорожувальних конструкцій (стін, даху); A_3 – площа щілин, нещільностей і прорізів у зовнішніх огороженнях; $\Delta p_i, \Delta p_1$ – розрахункова різниця між тисками на зовнішній і внутрішній поверхнях огорожувальних конструкцій, відповідно, на розрахунковому поверсі і на рівні підлоги першого поверху, Па; G_n – нормативна повітропроникність огорожувальних конструкцій, кг/(м² · год); R_u – опір повітропроникненню, (м² · год·Па)/кг [5].

Розрахункова різниця між тисками на зовнішній і внутрішній поверхнях кожної огорожувальної конструкції (Δp_i) визначається за виразом (6.18), Па

$$\Delta p_i = (H - h_i) \cdot (\gamma_i - \gamma_p) + 0,5 \cdot \rho_i \cdot v^2 \cdot (c_{c.п} - c_{c.p}) \cdot k_1 - p_{int}, \quad (6.18)$$

де h_i – розрахункова висота від рівня землі до верху огорожувальної конструкції, м; H – висота будинку, м; γ_i, γ_p – питома вага зовнішнього та внутрішнього повітря, визначається як $\gamma = \frac{3463}{273 + t}$ (де t – температура зовнішнього і внутрішнього повітря, °C); ρ_i – густина зовнішнього повітря, кг/м³; v – швидкість вітру, м/с; $c_{c.п}, c_{c.p}$ – аеродинамічні коефіцієнти для навітряної і підвітряної поверхонь огорожень будинку, які приймаються за СНіП 2.01.07-85; k_1 – коефіцієнт урахування зміни швидкісного тиску вітру залежно від висоти будинку (СНіП 2.01.07-85); p_{int} – умовно-постійний тиск повітря в будинку, Па.

Більш точний розрахунок витрат інфільтруючого повітря в приміщеннях ведеться за СНіП 2.04.05-91.

Слід зазначити, що для розрахунку даним методом потрібно більше інформації про обстежувані будинки.

6.3. Системи гарячого водопостачання

На підставі вимірювань, проведених при інструментальному обстеженні, за формулами (6.19) і (6.20) визначаються фактичні годинні та річні витрати тепла на гаряче водопостачання, кДж

$$Q_{Г.В.ф} = G_{Г.В.} \cdot c_{Г.В.} \cdot (t_{Г.В.} - t_{Х.В.}); \quad (6.19)$$

$$Q_{Г.В.ф.р.} = Q_{Г.В.ф.} \cdot n_0 + 0,8 \cdot Q_{Г.В.ф.} \cdot \frac{t_{Г.В.} - t_{Х.В.л.}}{t_{Г.В.} - t_{Х.В.з.}} \cdot (8400 - n_0), \quad (6.20)$$

де $t_{Г.В.}$ – температура води на вихідній трубі системи гарячого водопостачання, °C; $t_{Х.В.}$ – температура води в системі холодного водопостачання, °C;

$t_{\text{х.в.л}}$ – температура холодної води влітку (при відсутності даних приймається = 15 °С); $t_{\text{х.в.з}}$ – температура холодної води взимку (при відсутності даних – $t_{\text{х.в.з}} = 5$ °С); n_0 – тривалість опалювального періоду, годин; $c_{\text{г.в.}}$ – теплоємності води системи гарячого водопостачання, кДж/(м³·°С); $G_{\text{г.в.}}$ – фактичні витрати, що зіставляються з нормативно-розрахунковими витратами.

Розрахунково-нормативне річне $Q_{\text{г.в.р}}^{\text{н}}$ і середньогодинне $Q_{\text{г.в.т}}$, $Q_{\text{г.в.т}}^{\text{с}}$ споживання теплової енергії на гаряче водопостачання, кДж, визначається з виразів (6.21) і (6.22)

$$Q_{\text{г.в.р}}^{\text{н}} = 86,4 \cdot Q_{\text{г.в.т}} \cdot n_0 + 86,4 \cdot Q_{\text{г.в.т}}^{\text{с}} \cdot (n_{\text{г.в.}} - n_0), \quad (6.21)$$

$$Q_{\text{г.в.т}} = \frac{1,2 \cdot m \cdot G_{\text{г.в.}}^{\text{норм}} \cdot (55 - t_{\text{х.в.з}})}{24 \cdot 3,6} \cdot c_{\text{г.в.}}, \quad (6.22)$$

де $Q_{\text{г.в.р}}$ – середній годинний потік на гаряче водопостачання за звичайну добу за тиждень в опалювальний період; $Q_{\text{г.в.т}}^{\text{с}}$ – те саме за період із середньодобовою температурою зовнішнього повітря більше 8 °С (неопалювальний період); m – кількість людей, які перебувають у будинку; $G_{\text{г.в.}}^{\text{норм}}$ – норма витрати води на гаряче водопостачання на добу при температурі 55 °С на одну людину, яка проживає в будинку, або норма витрати води на гаряче водопостачання, що споживається в громадських будівлях, при температурі 55 °С на одну людину (додаток В, табл. Д.В.6); n_0 – тривалість опалювального періоду в добах, що відповідає періоду із середньою добовою температурою зовнішнього повітря 8 °С і нижче (за СНіП 2.01.01-82) [3]; $n_{\text{г.в.}}$ – розрахункова кількість діб тривалості роботи системи гарячого водопостачання (при відсутності даних слід приймати 350 діб); β – коефіцієнт, що враховує зміну середньої витрати води на гаряче водопостачання в неопалювальний період відносно до опалювального періоду ($\beta = 0,8$ для житлово-комунального сектора і $\beta = 1,0$ для організацій, СНіП 2.04.07-86) [6].

6.4. Системи вентиляції та кондиціонування

На підставі вимірювань, проведених при інструментальному обстеженні, за формулами (6.23) і (6.24) визначаються фактичні годинні і річні витрати тепла на вентиляцію, кДж

$$Q_{\text{в.ф.}} = G_{\text{в}} \cdot c_{\text{в}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн.о.ф}}); \quad (6.23)$$

$$Q_{\text{в.г.ф.}} = \frac{Q_{\text{в.ф.}} \cdot z_{\text{в}}}{24} \cdot \left[n_{\text{в}} + \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}}^{\text{ср}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн.ф}}} \cdot (n_0 - n_{\text{зовн}}) \right], \quad (6.24)$$

де $G_{\text{в}}$ – годинна витрата повітря, $\text{м}^3/\text{год}$; $c_{\text{в}}$ – теплоємність повітря, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$; n_0 – тривалість опалювального періоду в годинах; $n_{\text{в}}$ – кількість годин в опалювальному періоді з температурою зовнішнього повітря для вентиляції нижче розрахункової; $z_{\text{в}}$ – кількість годин роботи вентиляції протягом доби.

Фактичні витрати зіставляються з нормативно-розрахунковими, які визначаються одним з таких методів розрахунку:

- розрахунок за питомими вентиляційними характеристиками на 1 м^3 об'єму будинку;
- розрахунок за питомими опалювальними характеристиками на 1 м^2 загальної площі підлоги будинку.

6.4.1. Розрахунок за питомими вентиляційними характеристиками на 1 м^3 об'єму споруди

Розрахунково-нормативне річне споживання теплової енергії на вентиляцію $Q_{\text{в.р}}^{\text{н}}$, кДж

$$Q_{\text{в.р}}^{\text{н}} = 3,6 \cdot z \cdot Q_{\text{в.р}} \cdot n_0. \quad (6.25)$$

Середнє годинне $Q_{\text{в.т}}$ та максимальне $Q_{\text{в.мах}}$ споживання теплової енергії на вентиляцію визначається за виразами (6.26) і (6.27), Вт

$$Q_{\text{в.т}} = Q_{\text{в.мах}} \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн.о}}^{\text{сп}}}{t_{\text{вс}} - t_{\text{зовн.о}}}; \quad (6.26)$$

$$Q_{\text{в.мах}} = V_{\text{н}} \cdot q_{\text{в}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн.о}}), \quad (6.27)$$

де n_0 – тривалість опалювального періоду в добах, яка відповідає періоду із середньою добовою температурою зовнішнього повітря 8 °С і нижче; z – усереднена за опалювальний період кількість годин роботи системи вентиляції громадських будівель протягом доби (при відсутності даних приймається рівним 16 годинам) [4]; $q_{\text{в}}$ – питома вентиляційна характеристика при $t_{\text{зовн.о}} = 30$ °С, Вт/(м³·°С) [ккал/(год·м³·°С)].

Як видно з рівнянь (6.25)–(6.27), для розрахунку $Q_{\text{вг}}^{\text{н}}$ даним методом необхідно мінімум інформації з обстежуваних будівель, тому цей метод є дуже поширеним.

6.4.2. Розрахунок за питомими вентиляційними характеристиками на 1 м² загальної площі підлоги споруди

Відповідно до СНіП 2.04.07-86 [6] даний метод рекомендується для розрахунку теплових потоків на вентиляцію житлових будинків, але допускається і для розрахунку теплових потоків на вентиляцію громадських будівель.

Річне і середньогодинне розрахунково–нормативне споживання теплової енергії на вентиляцію визначається за виразами (6.25) і (6.27). Максимальний тепловий потік на вентиляцію визначається за таким виразом:

$$Q_{\text{в.мах}} = k_1 \cdot k_2 \cdot q_0 \cdot A, \quad (6.28)$$

де A – розрахункова площа підлоги, м²; k_1 – коефіцієнт, що враховує кліматичні умови; k_2 – коефіцієнт, що враховує тепловий потік на вентиляцію

громадських споруд ($k_2 = 0,4$ для споруд, побудованих до 1985 року; для споруд після 1985 року $k_2 = 0,6$).

6.5. Теплові мережі

6.5.1. Витрати теплоти в теплових мережах

При ушкодженні ізоляції або її відсутності витрати теплоти в теплових мережах можна визначити за такою формулою, Гкал/рік:

$$Q = (q_1 - q_2) \cdot n \cdot L \cdot 10^{-6}, \quad (6.29)$$

де q_1 і q_2 – питомий тепловий потік з одного погонного метра поверхні за годину відповідно неізольованого та ізольованого трубопроводів, Вт/м² [кКал/(м²·год)] (приймається за таблицями); n – річна кількість годин роботи системи за рік, год; L – довжина неізольованого трубопроводу, м.

Для плоских поверхонь тепловикористовуваного устаткування дані витрати розраховуються згідно з виразом, Гкал/рік

$$Q = (q_1 - q_2) \cdot n \cdot H \cdot 10^{-6}, \quad (6.30)$$

де H – площа поверхні, м².

Витрати теплоти неізольованих поверхонь і арматури становлять, Гкал/рік

$$Q = (q_1 - q_2) \cdot n \cdot Z \cdot 10^{-6}, \quad (6.31)$$

де q_1, q_2 – тепловий потік з поверхні неізольованої та ізольованої одиниці арматури, кКал/год; Z – кількість арматури.

Для визначення витрат теплоти в мережах необхідно знати:

- вид теплоносія в трубопроводі;
- розрахункову температуру теплоносія;
- діаметр трубопроводу;
- довжину неізольованої частини трубопроводу.

При довжині неізолюваної частини трубопроводу більше 100 м необхідно виміряти температуру труби на початку і в кінці неізолюваної частини трубопроводу ($t_{\text{п}}$ і $t_{\text{к}}$), далі для розрахунку вибрати її середнє значення

$$t_{\text{ср}} = \frac{t_{\text{п}} + t_{\text{к}}}{2}.$$

Витрати теплоти неізолюваними трубопроводами наземної прокладки визначаються виразом, кКал/год

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot r_{\text{зовн}} \cdot \frac{(t_1 - t_0)}{\Sigma R} \cdot L, \quad (6.32)$$

де $r_{\text{зовн}}$ – зовнішній радіус, м; t_1 – середня температура теплоносія, °С; t_0 – середня температура навколишнього середовища, °С; ΣR – сумарний термічний опір теплоносія навколишньому середовищу, (м·год·°С)/кКал; L – довжина трубопроводу (неізолюваної частини), м.

Для неізолюваної труби повітряної прокладки граничний термічний опір дорівнює, ккал/(м·год·°С):

$$R_n = \frac{1}{\alpha \cdot r_n}, \quad (6.33)$$

де $\alpha = 8 + 0,04 \cdot t_{\text{пов}} + 6\sqrt{V}$ – коефіцієнт тепловіддачі від поверхні труби до повітря, ккал/(м²·год·°С); V – швидкість вітру, м/с; $t_{\text{пов}}$ – температура поверхні труби, °С.

Тоді

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot r_{\text{зовн}} \cdot \frac{t_1 - t_0}{R_n} \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot r_{\text{зовн}} \cdot (t_1 - t_0) \cdot \alpha \cdot L \cdot n \quad R_n = \frac{1}{\alpha}. \quad (6.34)$$

Витрати теплоти неізолюваним трубопроводом, який прокладено в ґрунті

Ці витрати можна визначити за такою формулою, Гкал/год:

$$Q = \frac{2\pi \cdot r_{\text{зовн}} (t_1 - t_{\text{гр}}) \lambda_{\text{гр}} \cdot L}{\ln \frac{2a}{r}}, \quad (6.35)$$

де t_1 – середня температура теплоносія, °C; $\lambda_{\text{гр}}$ – коефіцієнт теплопровідності ґрунту, ккал/(м·год·°C), приймається: для вологих ґрунтів $\lambda_{\text{гр}} = 1,5$, для середньовологих ґрунтів $\lambda_{\text{гр}} = 1,0$, для сухих ґрунтів $\lambda_{\text{гр}} = 0,5$; $t_{\text{гр}}$ – температура ґрунту, приймається на рівні +5 °C; r – радіус поверхні труби, яка контактує з ґрунтом, м; L – довжина неізолюваної ділянки труби, м; a – глибина розміщення осі труби від поверхні землі, м.

Витрати теплоти неізолюваними трубопроводами, прокладеними в каналі, визначаються за формулою (6.36), ккал/год

$$Q = \frac{2\pi(t_1 - t_k)}{\sum R} \cdot L, \quad (6.36)$$

де t_1 – середня температура теплоносія, °C; t_k – температура в каналі; $\sum R$ – сума термічних опорів на шляху потоку теплоти від теплоносія до навколишнього простору, (м·год·°C)/ккал.

Граничний термічний опір визначається за формулою, (м год·°C)/год

$$R = \frac{1}{\alpha \cdot r_{\text{н}}}, \quad (6.37)$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі від поверхні труби до повітря (приймається від 5 до 10 ккал/(м²·год·°C)).

Внутрішній термічний опір визначається за формулою

$$R = \frac{1}{\lambda} \cdot \ln \frac{r_{\text{н}}}{r_{\text{вн}}}. \quad (6.38)$$

Допускаються витрати води в теплових мережах від витоків в об'ємі 2,5 л на 1 м³ об'єму води в мережах.

Приклад 1

Розрахувати потребу в тепловій енергії для корпусу академії (за питомими опалювальними характеристиках на 1 м^3 об'єму будівлі).

Об'єм будівлі $V = 39030 \text{ м}^3$.

Розрахункова температура повітря в будівлі $t_{\text{п}} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$.

Розрахункова температура зовнішнього повітря $t_{\text{зовн}} = -23 \text{ }^\circ\text{C}$.

Середня температура зовнішнього повітря опалювального періоду $t_{\text{зовн}}^{\text{ср}} = -2,1 \text{ }^\circ\text{C}$.

Питома опалювальна характеристика $q = 0,24 \text{ ккал/}(\text{год}\cdot\text{м}^3\cdot^\circ\text{C})$.

Кількість годин роботи опалення $\tau = 4536 \text{ годин}$.

Визначити:

максимальний тепловий потік $Q_{\text{от}}^{\text{max}}$, Гкал/год;

середній тепловий потік $Q_{\text{от}}$, Гкал/год;

річне споживання тепла $Q_{\text{от}}$, Гкал.

Приклад 2

Розрахувати потреби в тепловій енергії за питомими характеристиками на 1 м^2 площі корпусу академії.

Загальна площа підлоги, $\text{м}^2 - 8728,75$.

Кількість поверхів – 4.

Розрахункова температура усередині будинку – $+18 \text{ }^\circ\text{C}$.

Розрахункова температура зовнішнього повітря – $-23 \text{ }^\circ\text{C}$.

Розрахункова середня температура опалювального сезону – $-2,1 \text{ }^\circ\text{C}$.

Питома опалювальна характеристика – 134 Вт/м^2 .

Кількість годин роботи системи опалення – 4536 год.

Коефіцієнт на опалення – 0,25.

Визначити:

максимальний тепловий потік, $Q_{\text{от}}^{\text{max}}$, Гкал/год;

середній тепловий потік $Q_{\text{от}}$, Гкал/год;

Річне споживання тепла $Q_{\text{от}}$, Гкал.

Приклад 3

Визначити витрати теплоти неізолюваною поверхнею труби діаметром 216 мм, довжиною 50 м при температурі теплоносія в трубі 150 °С; температура повітря +5 °С; швидкість вітру – 2 м/с; тривалість опалювального сезону – 4536 год.

$$\text{Розв'язання: } \alpha = 8 + 0,04 \cdot 150 + 6\sqrt{2} = 22,48 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{С}).$$

Витрати становлять:

$$Q = 2\pi \cdot 0,108 \cdot (150 - 5) \cdot 22,48 \cdot 50 \cdot 4536 \cdot 10^{-6} = 501,4 \text{ Гкал/рік}.$$

Приклад 4

Визначити втрати теплоти паропроводом діаметром 80 мм, довжиною 100 м, прокладеним у ґрунті, $t_{\text{гр}} = +5^\circ\text{С}$. Глибина прокладки паропроводу – $a = 0,5$ м, час роботи – 3700 год/рік. Температура теплоносія – 190 °С, $\lambda_{\text{гр}} = 1,5$ ккал/(м·год·°С).

Розв'язання:

$$Q = \frac{2\pi \cdot (t_1 - t_{\text{гр}}) \cdot \lambda_{\text{гр}} \cdot L \cdot n}{\ln \frac{2a}{r}} = \frac{2\pi \cdot (190 - 5) \cdot 1,5 \cdot 100 \cdot 3700 \cdot 10^{-6}}{\ln \frac{2 \cdot 0,5}{0,04}} = 644,8 \text{ Гкал/год}.$$

6.6. Теплотехнічні випробування котельних агрегатів

6.6.1. Тепловий баланс і ККД котлоагрегату

У загальному вигляді рівняння теплового балансу котельного агрегату має вигляд [14], кДж/кг (кДж/м³):

$$Q_p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (6.39)$$

де Q_p – наявна теплота на 1 кг робочої маси твердого і рідкого палив або на 1 м³ газоподібного палива; Q_1 – корисно використана теплота; Q_2 – витрата теплоти з газами, які виходять; Q_3 – витрата теплоти від хімічної не-

повноти згоряння палива; Q_4 – витрата теплоти з механічним недопалом; Q_5 – витрата теплоти в навколишнє середовище; Q_6 – витрата теплоти з фізичним теплом шлаків.

Рівняння теплового балансу, %

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \quad (6.40)$$

де $q_1 = \frac{Q_1}{Q_p} \cdot 100$.

Наявна теплота палива Q_p^p в більшості випадків для твердих і газоподібних палив приймається такою: $Q_p^p = Q_n^p (Q_n^c)$, кДж/кг (кДж/м³).

Для мазуту при його підігріві – $Q_p^p = Q_n^p + Q_{фт}$. Фізична теплота рідкого мазуту визначається як $Q_{фт} = C_m t_m$. Теплоємність мазуту – $C_m = 1,74 + 0,0025 t_m$ при температурі його підігріву перед топкою $t_m = 90-120$ °С.

Корисна теплота котельної установки є різницею між наявною теплою і сумою витрат, кДж/кг

$$Q_1 = Q_p^p - (Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6). \quad (6.41)$$

Вираз для корисної теплоти можна записати наступним чином

$$Q_1 = \frac{D}{B} (i_{пп} - i_{пв}) + \frac{D_{пр}}{B} (i' - i_{пв}), \quad (6.42)$$

де $D_{пе}$ – паропродуктивність котла за перегрітою парою (теплопродуктивність), кг/год; B – витрата палива, кг/год; $i_{пп}$ та $i_{пв}$ – ентальпії перегрітої пари та живильної води, кДж/кг; $D_{пр}$ – витрата котлової води на продувку, кг/год (якщо процент продувки $p \leq 2$, то додаток $\frac{D_{пр}}{B} (i' - i_{пв})$ не враховується); i' – ентальпія продувної води, кДж/кг.

Якщо котел виробляє насичену пару, то формула (6.42) матиме такий вигляд:

$$Q_1 = \frac{D}{B}(i_{\text{н}} - i_{\text{пв}}) + \frac{D_{\text{пр}}}{B}(i' - i_{\text{пв}}), \quad (6.43)$$

де D – продуктивність котла за насиченою парою, кг/год; $i_{\text{н}}$ – ентальпія насиченої пари, кДж/кг.

Коефіцієнт корисної дії котла дорівнює відношенню корисно використаної теплоти до наявної

$$\eta_{\text{к}} = q_1 = (Q_1 / Q_p^p) \cdot 100\%. \quad (6.44)$$

Формула (6.42) застосовується для визначення ККД за прямим балансом.

За зворотним балансом коефіцієнт корисної дії відповідно буде дорівнювати, %

$$\eta_{\text{к}} = q_1 = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \quad (6.45)$$

Коефіцієнт корисної дії $\eta_{\text{к}}$ не враховує витрат теплоти та електроенергії на власні потреби котла і називається ККД брутто: ($\eta_{\text{пг}}^{\text{бр}}$). Коефіцієнт корисної дії парогенератора з урахуванням витрат на власні потреби називається ККД нетто, %:

$$\eta_{\text{пг}}^{\text{н}} = \eta_{\text{пг}}^{\text{бр}} - \Delta\eta_{\text{пг}}^{\text{сн}}, \quad (6.46)$$

де $\Delta\eta_{\text{пг}}^{\text{сн}}$ – частка витрат на власні потреби парогенератора, які становлять 2÷5 %.

6.6.2. Проведення теплотехнічних випробувань котлів

Теплотехнічні випробування котельної установки – це комплекс робіт, мета для налагодження режиму роботи котла з досягненням максимального ККД при різних експлуатаційних навантаженнях; визначення витрати палива, а також викидів шкідливих речовин.

Режимно-налагоджувальні випробування котлів проводяться з визначенням складу газу. Для визначення процентного вмісту RO_2 , O_2 і CO застосовуються газоаналізатори. Існує декілька типів газоаналізаторів, які відрізняються за принципом дії, – хімічні та електрохімічні.

У хімічних газоаналізаторах повне поглинання CO існуючими реактивами в приладі не забезпечується, тому на практиці газоаналізатором визначають RO_2 і $\text{RO}_2 + \text{O}_2$, а CO – хроматографами та індикаторними трубками. Загальний вигляд хімічного газоаналізатора подано на рис. 6.2.

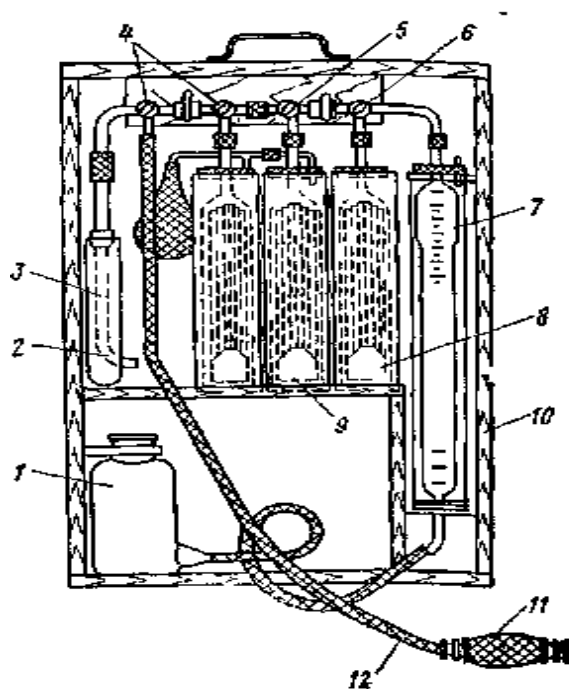


Рис. 6.2. Загальний вигляд газоаналізатора:

- 1 – зрівнювальна посудина; 2 – штуцер забору газу; 3 – газовий фільтр;
4 – спільний триходовий кранік; 5 – триходовий кран до посудини 9; 6 – триходовий кран до посудини 8; 7 – бюретка; 8 – посудина з розчином KOH ; 9 – посудина з розчином пірогалолу; 10 – ящик; 11 – груша гумова; 12 – шланг

Для поглинання RO_2 застосовуються реактиви їдкого калію KOH або їдкого натрію NaOH , а для O_2 – лужний розчин пірогалолу $\text{C}_6\text{H}_3(\text{OH})_9$. Місткість вимірювальної бюретки – 100 мл. Приготовлений розчин KOH заливають у посудину 8, а розчин пірогалолу – у посудину 9. Початкове

заповнення посудин проводиться приблизно на 0,75 їх місткості. У зрівнювальну посудину 1 заливається на 0,8 місткості дистильована вода, підфарбована метилоранжем у рожевий колір. Далі перекриваються триходові крани посудин. Після цього по черзі проводиться підтягування рідини в посудинах до міток, нанесених рисками під триходовими кранами: опускаючи зрівнювальну посудину вниз, підтягують рівень у посудині 8 (а потім і в посудині 9) і триходовим краном перекривають посудину.

У U-подібну трубку (фільтр) для очищення газу від домішок наливають стільки води, щоб коліно трубки було цілком перекрите. Перед забором газу в бюретку ежектором чи іншим пристроєм його прокачують через газоаналізатор 5–6 хвилин. Потім краном 4 перекривається лінія 12 і проводиться впуск газу в бюретку. При опусканні посудини 1 газ засмоктується. Для виштовхування відкривається кран 4 у лінію 12 і піднімається в посудину 1. Цю операцію повторюють 5–6 разів. При остаточному заборі газу в бюретку для аналізу посудина 1 опускається вниз так, щоб рівень рідини в бюретці установився на нижній відмітці «0», тобто, щоб у ньому було 100 мл газу. Газоаналізатор (гребінка) швидко перекривається краном 4.

Потім приступають до визначення RO_2 . Кран 6 ставиться так, щоб газ міг надходити тільки в посудину 8. Зрівнювальна посудина 1 піднімається вгору. Увесь газ переходить у посудину з КОН. При опусканні посудини 1 він знову надходить у бюретку. Таке маніпулювання проводиться 5–6 разів, після чого повільно підтягують рідину в посудині 8 до верхньої риски і перекривають триходовий кран 6. До бюретки приставляють посудину 1 так, щоб рівні в них збіглися, проводять відлік показань, що відповідає вмісту RO_2 у відсотках. Потім даний газ переводять у посудину 9 і в тій самій послідовності визначають загальну кількість $RO_2 + O_2$. Вміст кисню визначається як різниця $(RO_2 + O_2) - RO_2$.

Індикаторні трубки, які застосовуються для визначення концентрації CO , є скляними трубками діаметром 6 мм і довжиною 130 мм, наповненими спеціальним реактивом.

Газоаналізатор термохімічний призначений для визначення вільного кисню, CO, NO і NO_x, CO₂, а в окремих випадках і SO_x у димових газах котлів. Принцип дії приладу ґрунтується на первинному перетворенні об'ємної концентрації відповідних газів у складі тих, які відходять в електричний сигнал. В електричній схемі використовуються два мости: робочий (газовий) і порівняльний (атмосферного повітря). Добір проби газу здійснюється газовідбірною трубкою за допомогою компресора. За газовідбірною трубкою установлені фільтри, які очищають газ від домішок. Очищений газ проходить у холодильник, де його температура знижується до $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$, і далі надходить у приймач (складається з електричних мостів), у який входить також і повітря. Визначення складу відхідних газів проводиться за розбалансом моста.

Існує велика кількість сучасних переносних газоаналізаторів виробництва різних компаній Великобританії, Німеччини, Італії та ін. З вітчизняних газоаналізаторів широко застосовується ОКІ-5 та його модифікації (виробництво фірми «ЕКОТЕСТ» м. Харків), які забезпечують замір за складом відхідних димових газів (O₂, CO, NO, NO_x), а також температурою і тиском. При цьому автоматично розраховується коефіцієнт надлишку повітря, CO₂ і q₂ (витрати теплоти з викидними газами).

6.6.3. Складання теплового балансу котлів за приведеними характеристиками палива

У методиці розрахунків за приведеними характеристиками усі величини (склад палива, відносні об'єми повітря і продуктів згоряння, їх тепломісткість) віднесені до нижчої теплоти згоряння палива – 4,19 МДж/кг (1000 ккал/кг). За основну характеристику прийнята приведена вологість палива, яка визначається за формулою, (кг·%)/МДж:

$$W^p = \frac{W^p \cdot 4,19}{Q_n^p}, \quad (6.47)$$

де W^p – вологість палива, %; Q_n^p – нижча теплота згоряння палива, кДж/кг.

Після цього визначається наявна теплота палива Q_p^p . При використанні мазуту температуру його підігріву приймають $t_m = 120^\circ\text{C}$.

Вміст CO у відхідних димових газах визначається за формулою, %

$$\text{CO} = \frac{21 - \beta \cdot \text{RO}_2 - (\text{RO}_2 + \text{O}_2)}{0,605 + \beta_T}, \quad (6.48)$$

де β_T – безрозмірна характеристика палива, яка зв’язує склад палива з продуктами горіння і не залежить від вологості, зольності та коефіцієнта надлишку повітря.

Витрати тепла з механічним недопалом q_4 (у процентному відношенні) залежать від виду палива, способу його спалювання і визначаються за таблицями (додаток Г, табл. Д.Г.1).

Витрати теплоти з відхідними газами q_2 , %, визначають за формулою

$$q_2 = \left(K \cdot \alpha_{yx} + C \right) \cdot \left(t_{yx} - \frac{\alpha_{yx}}{\alpha_{yx} + b} \cdot t_{xp} \right) \cdot A_t \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) \cdot 10^{-2}, \quad (6.49)$$

де K, C і b – коефіцієнти, які залежать від виду палива та приведеної вологості (додаток Г, табл. Д.Г.2); t_{yx} – температура димових газів у місці добору газів для аналізу, $^\circ\text{C}$: при спалюванні природного газу дорівнює 120°C ; кам’яного вугілля, антрациту – 130°C ; бурого вугілля – 140°C ; мазуту – 150°C ; t_{xp} – температура холодного повітря перед дуттьовим вентилятором (приймають $t_{xp} = 30^\circ\text{C}$); α_{yx} – коефіцієнт надлишку повітря за котлом, який можна визначити за формулою

$$\alpha_{yx} = K_\alpha \frac{21}{21 - (\text{O}_2 - 0,5\text{CO})}, \quad (6.50)$$

де $K_\alpha = (1 - \rho \cdot \text{O}_2 / 21)$ – поправковий коефіцієнт; ρ – коефіцієнт, що залежить від виду палива (у розрахунках приймається: для природного газу 0,1; для мазуту – 0,05; для твердих палив – 0,02); A_t – поправковий коефіцієнт, що

враховує вплив температури на теплоємність продуктів згоряння,
 $A_t = 1 + 0,013 \cdot (t_{yx} - 150) / 100$.

Витрати від хімічної неповноти згоряння q_3 визначаються залежно від виду палива:

- для мазуту $q_3 = 3,32 \cdot CO(\alpha_{yx} - 0,05)$;
- для газоподібного палива $q_3 = 3,35 \cdot CO(\alpha_{yx} - 0,1)$;
- для твердих палив $q_3 = 0$.

Витрати зовнішнього охолодження теплогенератора q_5 приймаються залежно від продуктивності котла за таблицями або графіками (додаток Г, табл. Д.Г.3).

Витрати теплоти зі шлаком q_6 мають місце при спалюванні твердих палив. У випадку використання рідкого шлаковидалення (РШВ) врахування витрат шлаків з теплом є обов'язковим. Для твердого шлаковидалення (ТШВ) витрати q_6 враховуються тільки для багатозольних палив при $A^p > 2,5 \cdot Q_p^p$ (МДж/кг).

Розрахунок витрат здійснюється за формулою, %:

$$q_6 = \frac{(1 - a_{yn})(Ct)_{шл} A^p}{Q_p^p}, \quad (6.51)$$

де a_{yn} – частка віднесення золи з топки, наводиться в таблицях (додаток Г, табл. Д.Г.4); $(Ct)_{шл}$ – ентальпія шлаку, що видаляється. При РШВ ентальпія шлаку визначається за таблицею (додаток Г, табл. Д.Г.4) при температурі $t_3 + 100$. Температура початку плавлення золи t_3 визначається з довідників. При ТШУ ентальпія шлаку $(Ct)_{шл}$ приймається 560 кДж/кг.

Далі розраховується ККД котла за формулою (6.45). Витрату палива можна знайти, використовуючи формули (6.52, а) або (6.52, б), кг/год ($m^3/\text{год}$),

$$B = \frac{D \cdot (i_{шп} - i_{пв})}{Q_p^p \cdot \eta_k}; \quad (6.52 \text{ а})$$

$$B = \frac{D(i_{\text{н}} - i_{\text{пв}})}{Q_p^p \cdot \eta_{\text{к}}}. \quad (6.52 \text{ б})$$

Величина продувки, яка приймається $\leq 2\%$ у розрахунку не враховується. Ентальпія перегрітої пари $i_{\text{пп}}$ визначається за тиском пари P і температурою пари $t_{\text{п}}$ з таблиць (додаток Г, табл. Д.Г.5), ентальпії насиченої пари $i_{\text{н}}$ і живильної води $i_{\text{пв}}$ знаходять з таблиць (додаток Г, табл. Д.Г.6). Величина ККД котла у формули (6.52 а) і (6.52 б) підставляється в частках.

При використанні твердого палива необхідно визначити також розрахункову витрату палива за формулою, кг/год

$$B_p = B(1 - 0,01 \cdot q_4). \quad (6.53)$$

6.6.4. Фотографія роботи котлоагрегатів

За результатами вимірювань заповнюється карта (фотографія) роботи котлоагрегату, що порівнюється з режимною картою, складеною при проведенні режимно-налагоджувальних випробувань. Проводиться оцінка роботи котлоагрегату і даються рекомендації щодо підвищення ефективності експлуатації.

Проведенню фотографії роботи котлоагрегату передуює перевірка наявності стаціонарних та установка додаткових приладів згідно зі схемою проведення вимірювань (рис. 6.3).

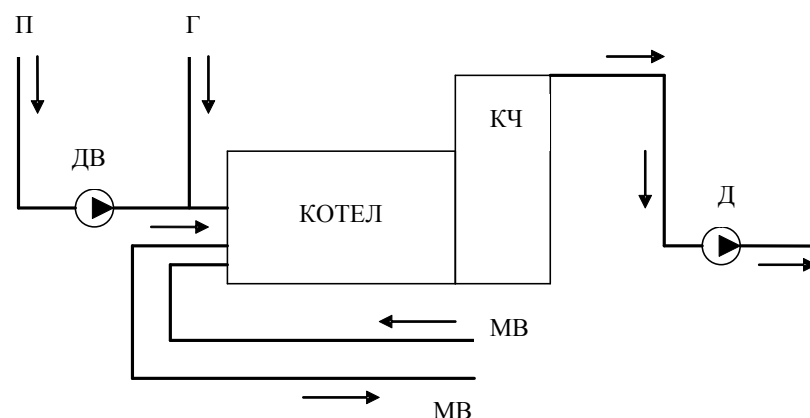


Рис. 6.3. Карта центру енергообліку (ЦЕО):

П – повітря; ДВ – дуттьовий вентилятор; Д – димосос; Г – газ;

МВ – вода з мережі; КЧ – конвективна частина

Проведення «фотографії» роботи котлоагрегату, на відміну від режимної карти налагодження котла при еколого-технічних випробуваннях, необхідно для того, щоб виявити відхилення ККД і параметрів котла в робочому режимі.

Зразок фотографії роботи котла наведено в табл. 6.3.

Таблиця 6.3 – Зразок «фотографії» роботи котлоагрегату

Фотографія роботи котла ДКВР–6,5/13 № 893, обладнаного пальниками виробництва «Укрчермет», паливо – газ природний $Q_H^p = 33730$ кДж/м ³			
№ з/п	Назва показників	Одиниці вимірювання	Значення величин для котла № 3
1	2	3	4
1	Паровидатність за щитовими приладами	т/год	2,65
2	Тепловидатність	Гкал/год	–
3	Кількість робочих пальників	шт.	2
4	Витрата газу за лічильниками	м ³ /год	370
5	Витрата води через котел	м ³ /год	не враховується
Температура			
6	Пари	°С	140
7	Повітря перед пальниками	°С	24
8	Вихідних газів за економайзером	°С	165
9	Вихідних газів за котлоагрегатом	°С	213
10	Газу перед лічильниками	°С	24
11	Живильної води перед/після економайзера	°С	66/75
Тиск			
12	Пари на виході з котлоагрегату	кгс/см ²	4
13	Газу перед лічильником	мм. вод. ст.	800
14	Газу перед пальником	мм. вод. ст.	250
15	Повітря перед пальником	мм. вод. ст.	180
16	Розрідження в топці, за котлоагрегатом	мм. вод. ст.	5
Концентрація викидів у вихідних газах за котлоагрегатом			
17	СО	мг/м ³	0
18	СО ₂	%	7,50
19	О ₂	%	7,8

Закінчення табл. 6.3

1	2	3	4
20	NO	мг/м ³	
21	NO ₂	мг/м ³	
22	NO _x	мг/м ³	0,00
23	Коефіцієнт надлишку повітря	α	1,56
Витрати тепла			
24	З вихідними газами, q_2	%	13,83
25	Від хімічного недопалення, q_3	%	
26	У навколишнє середовище, q_5	%	1,50
ККД котлоагрегату			
27	Фактичний	%	84,67
28	Паспортний (за режимною картою)	%	88,1
29	Фактична питома витрата палива	кг. у. т./ Гкал	168,9
30	Витрати ККД котлоагрегату	%	15,33
31	Витрати природного газу по котлом	м ³ /год	4,27

6.6.5. Оцінка вироблення джерелом теплоти

Для регулювання температурних режимів теплоносія на джерелі використовуються температурні графіки, які визначають його температуру залежно від температури зовнішнього повітря. Як показує практика, дуже часто цієї умови не дотримуються, це приводить до так званих «перетопу» чи «недотопу».

У першому випадку перевитрачається паливо, а в другому необхідне використання додаткових джерел енергії для компенсації нестачі тепла в приміщеннях.

Оцінка необхідності включення опалення і кількості поданого тепла здійснюється методом, відомим під назвою градусо-дні. Він оснований на вимірюванні максимальних і мінімальних температур зовнішнього повітря протягом доби та їх порівнянні зі стандартною температурою – 15,5 °С, граничною, нижче якої для забезпечення в приміщеннях санітарної норми (18–20 °С) необхідно вмикати опалення. Цей метод найбільш ефективний при наявності КВП і регулювання, що дозволяє виключити ручний збір не-

обхідної інформації. Залежно від рівня максимальної і мінімальної добової температури до стандартної, існують такі розрахункові формули визначення градусо-днів при умовах:

- 1) якщо $T_{\max} \leq T_o$, $T_{\min} \leq T_o$, то $D = T_o - \frac{1}{2}(T_{\max} + T_{\min})$;
- 2) якщо $(T_{\max} - T_o) \leq (T_o - T_{\min})$, то $D = \frac{1}{2}(T_o - T_{\min}) - \frac{1}{4}(T_{\max} - T_{\min})$;
- 3) якщо $(T_{\max} - T_o) \geq (T_o - T_{\min})$, то $D = \frac{1}{4}(T_o - T_{\min})$.

Виходячи з отриманого значення градусо-днів і питомої кількості теплової енергії на 1 градусо-день, розраховується необхідна кількість теплової енергії.

У табл. 6.4 наведено приклад розрахунку за методом градусо-днів [11]. На підставі розрахунку градусо-днів можливо оцінити яку кількість теплоенергії треба було надати до об'єкта та порівняти це значення з фактичною кількістю теплоенергії, що надала теплостачальна організація за показниками теплотічильника.

Таблиця 6.4 – Типовий розрахунок градусо-днів

Дні тижня	T_{\max}	T_{\min}	$T_{\text{ср}}$	Градусо-дні $T_o=15,5\text{ }^{\circ}\text{C}$
Понеділок	8,5	6,5	7,5	8,0
Вівторок	7,5	6,5	7,0	8,5
Середа	5,0	3,0	4,0	11,5
Четвер	4,0	2,0	3,0	13,5
П'ятниця	1,0	-2,0	-0,5	16,0
Субота	1,5	0,5	1,0	16,0
Неділя	3,0	0	1,5	14,0
Градусо-дні за тиждень				86,0

Методика Равича

В последние годы широкое распространение при теплотехнических испытаниях котлов получила методика, разработанная проф. М. Б. Равичем. При расчетах по этой методике не требуется выполнять трудоемкие работы по определению состава и теплоты сгорания топлива, облегчается обработка результатов испытаний. Несмотря на некоторые допущения, принятые в методике, результаты, полученные при пользовании ею, вполне удовлетворяют практическим целям режимно-наладочных испытаний. Методика основана на использовании некоторых обобщенных характеристик топлива, подвергающихся незначительным колебаниям при изменении его состава и теплоты сгорания. Ниже приводятся значения этих характеристик (констант) и поправочных коэффициентов:

t_{\max} — жаропроизводительность или максимальная температура ($^{\circ}\text{C}$), которая может быть получена при полном сгорании газа в теоретически необходимом объеме сухого воздуха при температуре 0°C и отсутствии потерь тепла

$$t_{\max} = \frac{Q_H}{\sum V_{C(0-t_{\max})}},$$

где V — объем компонентов продуктов горения, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$C(0-t_{\max})$ — средневзвешенная объемная теплоемкость продуктов горения при постоянном давлении в интервале температур от 0°C до t_{\max} , $\text{ккал}/\text{м}^3$;

p — количество тепла, выделяемое при полном сгорании топлива в теоретически необходимом объеме воздуха, отнесенное к 1 м^3 сухих продуктов горения ($\alpha = 1$), $\text{ккал}/\text{м}^3$;

$$p = Q_H/V_{\alpha}$$

V — соотношение объемов сухих продуктов горения и суммарного объема продуктов горения.

$$V = \frac{V_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2}}{V_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}};$$

C^* — отношение средней теплоемкости не разбавленных воздухом продуктов горения в интервале от 0°C до t_{\max} , к их теплоемкости в интервале от 0°C до t_{\max}

$$C^* = \frac{C_{0-t_{\max}}}{C_{0-t_{\max}}};$$

K — отношение средней объемной теплоемкости воздуха при температуре от 0°C до t_{\max} к объемной теплоемкости разбавленных воздухом продуктов горения в интервале от 0°C до t_{\max}

$$K = \frac{C_{0-t_{\max}}^*}{C_{0-t_{\max}}};$$

Контрольні запитання до глави 6

1. У чому полягає особливість розрахунку річного споживання теплоенергії за результатами вимірювань?
2. Який метод розрахунку і для яких будинків більш точний при використанні питомих опалювальних характеристик: на 1 м^3 чи на 1 м^2 ?
3. Що таке термічний опір огорожувальних конструкцій і в яких випадках розрахунку він застосовується?
4. Що таке інфільтрація через огорожувальні конструкції?
5. Від чого залежить розрахункова різниця між тиском на зовнішній і внутрішній поверхні будинку?
6. Яка повинна бути температура гарячої води в системі гарячого водопостачання?
7. У чому полягають особливості розрахунку потреби теплоенергії на вентиляцію?
8. Як визначити втрати в теплових мережах?
9. Тепловий баланс котлового агрегату.
10. Чим відрізняється розрахунок теплового балансу котлоагрегату за прямим та зворотним балансом?
11. Які прилади використовують при вимірюванні параметрів при проведенні фотографії роботи котлоагрегату?
12. Що таке градусо-дні і для чого їх використовують?

Список літератури до глави 6

1. Маляренко В.А. Основи теплофізики будівель та енергозбереження : підручник / В.А. Маляренко. – Х. : САГА, 2006. – 484 с.
2. Методические указания по расчету удельных норм расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. – К., 1998. – 856 с.

3. СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика. – М. : Стройиздат, 1987.
4. СНиП 2.04.04-91. Отопление, вентиляция, кондиционирование. – М. : Стройиздат, 1997.
5. СНиП II.3.79. Строительная теплотехника. – М. : Стройиздат, 1998.
6. СНиП 2.04.07-86. Тепловые сети. – М. : Стройиздат, 1982.
7. СНИП 2.01.07-85. – М. : Стройиздат, 1985.
8. Украина, энергосбережение в зданиях. – ЕС – Energy Centre. – Kiev, 1999.
9. Герасимов И.Е. Справочник инженера по пуску, наладке и эксплуатации котельных установок/ И.Е. Герасимов.– К. : Техніка, 1986. – 335 с.
10. Бузников Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я. Берзиньш. –М. : Энергоатомиздат 1984. – 232 с.
11. EURIMA: «Thermal insulation standards in housing in Europe». – 91 с.
12. Энергоаудит. Taxis. Центр подготовки энергоменеджеров. – К., EUK9701/M/1.
13. Маляренко В.А. Технічна теплофізика споруд : навчальний посібник / В.А. Маляренко, О.І. Макєєв. – Х. : ХНАМГ, 2007. – 278 с.
14. Маляренко В.А. Енергетичні установки. Загальний курс : навчальний посібник / В.А. Маляренко. – Х. : САГА, 2008. – 2-ге вид. – 320 с.
15. Маляренко В.А. Энергосбережение и энергетический аудит : учебное пособие / В.А. Маляренко, И.А. Немировский ; под ред. В.А. Маляренко. – Х. : ХНАГХ, 2008. – 259 с.

Глава 7. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ ВЕНТИЛЯЦІЙНИХ СИСТЕМ

7.1. Людина та навколишнє середовище

Організм людини діє згідно з усіма відомими законами фізики, в тому числі тепломасообміну. З цього випливає, що для забезпечення нормального функціонування організму справедливе рівняння балансу теплової енергії:

$$Q = F_{\text{л}} \cdot \alpha_{\text{л}} (t_{\text{л}} - t_{\text{н.с}}),$$

де $F_{\text{л}}$ – площа поверхні тіла людини; $\alpha_{\text{л}}$ – коефіцієнт тепловіддачі; $t_{\text{л}}$ – температура тіла людини; $t_{\text{н.с.}}$ – температура навколишнього середовища.

Перепад температур тіла людини $\Delta t_{\text{л}} = \Delta t_{\text{л}} - t_{\text{н.с.}}$ залежить від температури навколишнього середовища. Санітарні норми для холодного періоду становлять: нижня границя -25°C , температура при виконанні важкої роботи в приміщенні повинна бути $+12^{\circ}\text{C}$, верхня границя – 28°C , ($\Delta t_{\text{л}} = +7^{\circ}\text{C}$).

За межами цього коридору організм працює на рівні виснаження енергетичного потенціалу і змушений включати систему терморегуляції, щоб відводити з потом надлишок теплоти, який не відводиться конвекцією [1]. Викладене свідчить про важливість вентиляції не тільки як засобу забезпечення повітрообміну, але і як процесу підтримки енергетичного балансу людського організму. Тому системі вентиляції слід приділяти достатню увагу, в тому числі і з точки зору енергоемності.

Завданням енергоаудитора є, у першу чергу, запропонувати технічні рішення, близькі до ідеальних. При цьому його пропозиції щодо наближення дійсного стану справ до ідеального обмежені технічно наявною системою енергообміну, а економічно – прийнятними строками окупності.

Сумарне споживання електроенергії як основного джерела енергії для вентиляційних систем можна надати у такому вигляді, кВт:

$$\sum N = N_{\text{п.в}} + N_{\text{в.с}}, \quad (7.1)$$

де $N_{п.в}$ – потужність (встановлена) приводів вентиляторів; $N_{в.с}$ – потужність додаткового (допоміжного) устаткування, яке використовується у вентиляційних системах, (освітлення, автоматика і т. ін.).

У загальному вигляді для всіх електродвигунів гідравлічних нагнітачів (вентилятори, димососи, насоси, компресори) встановлена потужність є функцією роботи і визначається за таким виразом, кВт:

$$N_{п.в} = \frac{L \cdot H_n}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_v \cdot \eta_n \cdot \eta_e} \cdot nK, \quad (7.2)$$

де L – продуктивність нагнітача, м³/год; η_v – ККД вентилятора (за паспортними даними); η_n – ККД передачі ($\eta_n = 1$ при безпосередній насадці на вал електродвигуна; при муфтовому з'єднанні $\eta_n = 0,98$; при клинопасовій передачі $\eta_n = 0,95$); η_e – ККД електродвигуна ($\eta_e = 0,97 - 0,99$); K – коефіцієнт запасу потужності, який враховує пусковий момент; H_n – повний розвинутий напір, кг/м², визначається за робочою характеристикою нагнітача, $H_n = H_c + H_d$ (див. гл. 5); $\frac{1}{102 \cdot 10^{-3}}$ – прискорення вільного падіння, Н/кг.

Якщо H_n – повний розвинутий тиск у Паскалях, то формула (7.2) має вигляд, кВт:

$$N_{п.в} = \frac{L \cdot H_n}{3600 \cdot 1000 \cdot \eta_v \cdot \eta_n \cdot \eta_e} \cdot K.$$

Величина $N_{в.с}$ практично не залежить від характеристики вентилятора, є константою і значно менша за $N_{п.в}$.

Таким чином, у будь-якому випадку

$$\sum N = N_{п.в} + N_{в.с} = f(L).$$

Тобто потужність привода вентилятора обирається, насамперед, виходячи з продуктивності вентиляторів. Таким чином, при вирішенні питання

мінімізації витрат енергоресурсів основним критерієм є оцінка мінімізації повітропродуктивності.

Формування повітрообміну загальнообмінної вентиляції визначається об'ємом приміщення, нормованою кратністю циркуляції і у відповідності до санітарних норм, м³/год:

$$L_0 = V \cdot K_0, \quad (7.3)$$

де V – об'єм приміщення, м³; K_0 – кратність повітрообміну.

Об'єм вилученого місцевою вентиляцією повітря залежить від конкретного типу устаткування, виділених ним шкідливих речовин (або теплоти), дотримання норм ГДК (гранично допустимих концентрацій).

При тепловиділенні:

$$L_m = \frac{\Sigma Q_m}{c \cdot \rho \cdot \Delta t}, \quad (7.4)$$

де $\Delta t = t_{\text{п}} - t_{\text{пр}}$ – робоча різниця температур; $t_{\text{пр}}$ – температура припливного повітря, °С; $t_{\text{п}}$ – температура в приміщенні, °С; c – питома теплоємність повітря, $c = 0,24$ ккал/кг (1,0·кДж/кг); ρ – густина повітря, кг/м³, $\rho = 1,2$ кг/м³ – для практичних інженерних розрахунків систем вентиляції.

Для інших типів вентиляції:

$$L_r = \frac{\Sigma G}{\Delta q_r}, \quad (7.5)$$

де $\Delta q_r = q_{\text{п}} - q_{\text{н}}$; $q_{\text{п}}$ – гранично допустима концентрація шкідливих речовин у повітрі приміщення, мг/м³; $q_{\text{н}}$ – початкова концентрація шкідливих речовин у зовнішньому (припливному) повітрі, мг/м³.

При визначенні витрат електроенергії на забезпечення вентиляції необхідно враховувати коефіцієнт використання:

$$K_B = K_0 \cdot K_3 \cdot K_{\text{п}}, \quad (7.6)$$

де K_o – коефіцієнт одночасності роботи однойменного технологічного устаткування; K_z – коефіцієнт рівномірності завантаження технологічного устаткування; K_n – коефіцієнт попиту, пов’язаний з особливостями виробництва.

Нижче в таблицях 7.1 і 7.2 наведено значення коефіцієнтів використання для різних виробництв [1].

Таблиця 7.1 – Коефіцієнт використання обладнання машинобудівної та металообробної промисловості

1 Обладнання	K_B
Металорізальні верстати малосерійного виробництва з нормальним режимом роботи (дрібні токарні, стругальні, довбальні, свердлильні, карусельні)	0,12–0,14
Те саме крупносерійного виробництва	0,16
Те саме при важкому режимі роботи (штампувальні преси, автомати, револьверні, обдирні, зубофрезерні, карусельні та інші верстати)	0,17
Те саме при особливо важкому режимі роботи (приводи молотів, кувальних машин, волочильних верстатів, очисних барабанів)	0,20–0,24
Багатошпиндельні автомати для виготовлення прутків	0,20
Елеватори, транспортери, конвеєри незблоковані	0,40
Ті ж самі зблоковані	0,55
Зварювальні трансформатори дугового зварювання	0,20
Однопостові зварювальні двигуни–генератори	0,30
Ті ж самі багатопостові	0,50
Зварювальні шовні машини роликового зварювання	0,20–0,50
Ті самі машини стикового та точкового зварювання	0,20–0,25
Зварювальні дугові автомати типу АСД	0,35
Печі опору з автоматичним завантаженням виробів, сушильні шафи, нагрівальні електроприлади	0,75– 0,80
Печі опору з неавтоматичним завантаженням виробів	0,50
Переносний електроінструмент	0,06
Вентилятори, екстаустери, загальнообмінна вентиляція	0,60– 0,65
Насоси, компресори, двигуни–генератори	0,70
Крани–тельфери	0,10–0,50

Таблиця 7.2 – Комплексний коефіцієнт використання обладнання K_B окремих цехів

Виробництво	K_B	Деревообробні цехи:	K_B
Автомобільне	0,10	буддеталі	0,145
Тракторне	0,12	меблеві	0,071
Мотоциклетне	0,128	клеєфанерне відділення	0,063
Підшипникове, вагонобудівне	0,105	тарний цех	0,16
Автотранспортних деталей	0,17	модельний цех	0,08
Ремонтно–механічні цехи заводів	K_B	Насосні станції	K_B
Важкого машинобудування	0,16	виробнича	0,033
Дизелебудівного	0,16	берегова паротурбінної електростанції, влітку	0,062
Кранобудівного	0,09	те саме взимку	0,027
Тепловозобудівного	0,16	станції 2-го підйому, день	0,014
Верстатобудівного		ті ж самі уночі	0,06
Інструментального, турбобудівного	0,13	станції 1-го підйому	0,043
Котлобудівного	0,085		

7.2. Оцінка правильності вибору вентиляторів

Аналіз формули (7.2) показує, що при оптимізації значення $N_{п.в}$ вплив величини ККД вентилятора є доволі значним. На рис. 7.1 наведений графік, що використовується для підбору радіальних вентиляторів.

Якщо у формулі (7.2) блок

$$\frac{L \cdot H_n}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_n \cdot \eta_e} \cdot K$$

позначити як $A = 1$, то вираз (7.2) можна записати у вигляді

$$N_{п.в} = \frac{A}{\eta_{\max}}. \quad (7.7)$$

Таким чином, якщо використати такий графік (рис. 7.1) та підставити в (7.7) максимальне і мінімальне значення η_B ($\eta_B^{\max} = 0,88$ та $\eta_B^{\min} = 0,8$), можна переконатися, що значення $N_{п.в}$ суттєво змінюється:

$$N_{п.в}^{\max} = \frac{1}{0,88} = 1,136, \quad N_{п.в}^{\min} = \frac{1}{0,8} = 1,250,$$

тобто при неправильному виборі типу вентилятора втрата електроенергії може скласти близько 10 %.

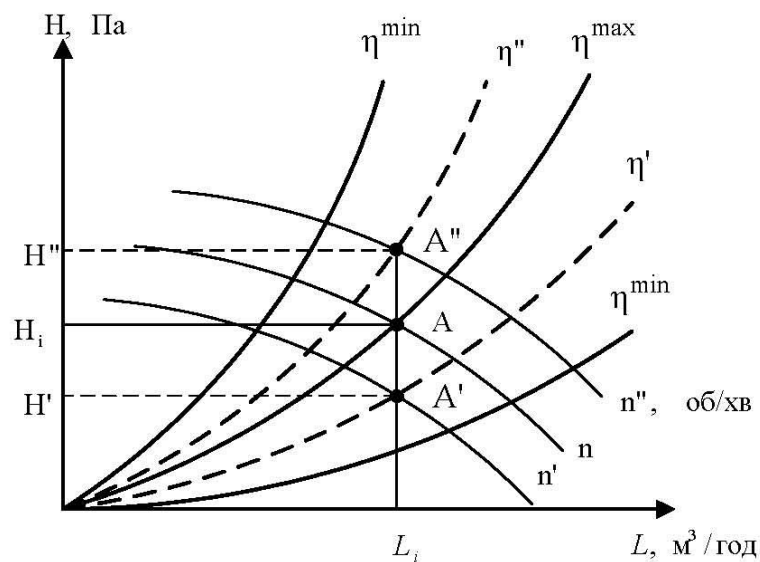


Рис. 7.1. Графік підбору радіальних вентиляторів

7.3. Правильність установлювання вентиляторів

Однією зі складових втрат у системі вентиляції, що призводять до перевитрати споживаної електроенергії, є додаткові гідравлічні опори в мережах.

Особливо часто зустрічаються випадки неправильного установлювання вентиляторів, їх варіанти надані на рис. 7.2 [1]:

- I-2 – вибраний вентилятор не того обертання, у результаті його оптимальна характеристика опиняється не в точці А (рис. 7.1), що призводить до зниження ККД;
- II-2 – неправильне центрування вентилятора, що призводить до зниження ККД і додаткової вібрації;
- III-2 – недостатня довжина прямих ділянок, що збільшує коефіцієнт місцевого опору, тобто споживану потужність.

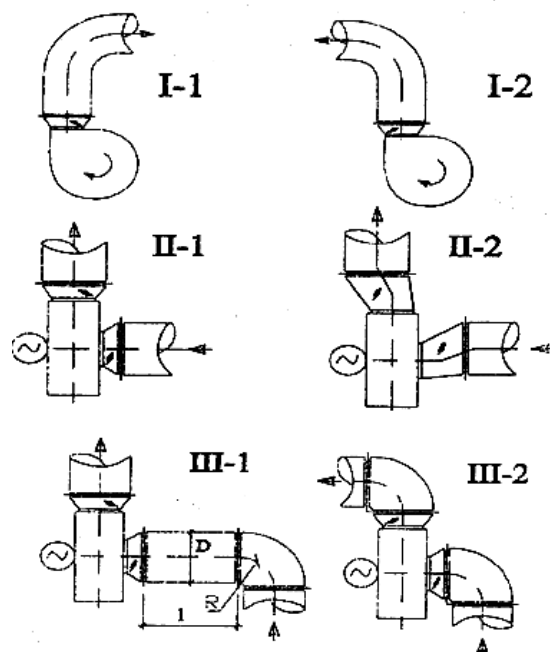


Рис. 7.2. Варіанти установлювання вентиляторів (стик повітровід–мережа)

I-1; II-1; III-1 – правильна установка;

I-2; II-2; III-2 – неправильна установка

Якщо в разі підключення вентилятора до повітроводу за схемою III –2 немає можливості усунути недолік, можна в коліні установити направляючі лопатки (рис. 7.3):

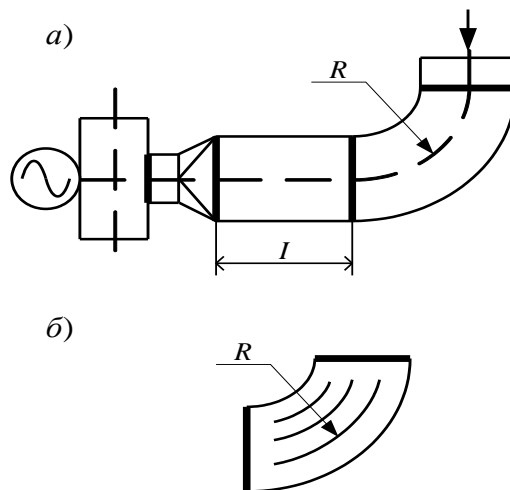


Рис. 7.3. Квадратне коліно 90° з перехідним конфуззором:
 а – без направляючих потоків повітря; б – з трьома направляючими руху повітря

Таблиця 7.3 – Коефіцієнти гідравлічних втрат мм для круглого коліна 90° , розташованого перед всмоктувальним отвором вентилятора

R/D	Довжина повітроводу, l		
	$0D$	$2D$	$5D$
0,75	1,4	0,8	0,4
1,0	1,2	0,7	0,35
2,0	1,0	0,6	0,3
3,0	0,7	0,4	0,25

Таблиця 7.4 – Коефіцієнти гідравлічних втрат ξ для квадратного коліна 90° з перехідним конфуззором, розташованого перед всмоктувальним отвором вентилятора

R/h	Довжина повітроводу, L		
	$0D$	$2D$	$5D$
1	2	3	4
Без направляючих потоку (рисунок 7.3, а)			
0,5	2,5	1,6	0,8
0,75	2,0	1,2	0,7
1,0	1,2	0,5	0,3

Закінчення табл. 7.4

1	2	3	4
2,0	0,8	0,5	0,3
З направляючими потоку (рисунок 7.3, б)			
0,5	0,8	0,5	0,3
0,75	0,7	0,42	0,25
1,0	0,6	0,35	0,2
2,0	0,3	0,25	0,15

Примітка. D – еквівалентний діаметр, що визначається як $F = h^2$, де $h^2 = \pi \cdot \frac{D^2}{4}$

або $D = \frac{2h}{\sqrt{\pi}}$.

7.4. Класифікація витрат під час роботи вентиляційного обладнання

Витрати у системі поділяються на декілька видів:

а) нормовані, що обумовлені регламентними підсмоктуваннями в установках, які працюють на «всмокт», чи витоками, коли останні працюють на нагнітання. При цьому витрати не повинні перевищувати величин, зазначених у табл. 7.5 [2];

Таблиця 7.5 – Нормовані значення витрат

Клас повітропроводу	Витрати або підсмокти повітря в повітропроводі м ³ /год на м ² розгорнутої його площі при надлишковому статичному тиску повітря (позитивному або негативному) в повітропроводі вентилятора, кПа															
	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
Нормальний	3,6	5,8	7,6	9,2	10,7	12,1	13,4	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Щільний	1,2	1,9	2,5	3,0	3,5	4,0	4,4	4,9	5,3	5,7	6,6	7,5	8,2	9,1	9,9	10,6

б) непродуктивні, обумовлені таким:

- роботою вентиляторів у неробочий час;
- способом регулювання;

- експлуатаційними дефектами;
- режимом роботи;
- відсутністю пристроїв блокування повітряних завіс;
- використанням електродвигунів великої потужності;
- використанням вентиляторів застарілих конструкцій;

в) витрати через експлуатаційні дефекти:

- монтажу системи вентиляції (див. рис. 7.2, 7.3);
- збільшення (більш ніж на 15 % довжини лопатки) зазору між робочим колесом і завитком;
- нещільності в з'єднаннях;
- несвоєчасним налагодженням і неправильним вибором кількості обертів вала електродвигуна, кута повороту лопаток на робочому колесі і направляючому апараті.

7.5. Методи визначення та розрахунку витрат електроенергії у вентиляційних установках

Для виявлення дійсної характеристики вентиляційної установки необхідно визначити:

- продуктивність вентилятора (нагнітача), L у $\text{м}^3/\text{с}$ чи в $\text{м}^3/\text{год}$;
- статистичний і динамічний напір, що розвивається вентилятором, відповідно H_c , H_d , у $\text{кг}/\text{м}^2$ чи в мм вод. ст. ;
- кількість обертів колеса вентилятора n , об/хв;
- потужність на валу вентилятора, що споживається, кВт;
- густину повітря, ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$.

Для визначення фактичної продуктивності вентилятора необхідно визначити площу поперечного перерізу повітропроводу і швидкість повітря, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$Q = S \cdot W.$$

Для визначення швидкості повітря, залежно від передбачуваного діапазону використовують:

при $W = 0,4 \div 15$ – крильчасті анемометри,

при $W = 1 \div 35$ – чашкові анемометри,

а також мікроманометри з пневмотрубками.

Вимірювання необхідно робити на прямолінійних ділянках каналів довжиною $l = 5\text{--}8$ діаметрів з постійним перерізом і гладкими стінками.

При вимірюванні статичного тиску за допомогою мікроманометра, Па:

$$H_c = \rho \cdot q \cdot (h - h_0) \cdot \sin \alpha \cdot 10^{-2}, \quad (7.8)$$

де ρ – густина рідини в мікроманометрі, кг/м^3 (для спирту $800 \div 820 \text{ кг/м}^3$);
 $q = 9,81$ – прискорення вільного падіння, м/с^2 ; h – відлік у момент вимірювання за шкалою, мм; h_0 – початковий відлік за шкалою, мм; α – кут нахилу трубки до горизонту, град .

Динамічний тиск визначається за такою формулою, Па:

$$H_d = \frac{W^2}{2} \cdot \rho. \quad (7.9)$$

Звідси швидкість повітря становить, м/с :

$$W = \sqrt{\frac{2H_d}{\rho}} \quad (7.10)$$

і середня швидкість по тракту, м/с

$$W_{cp} = \frac{\sum W_i}{n}, \quad (7.11)$$

де n – кількість вимірювань.

У випадку відмінності умов від стандартних необхідно вводити поправки.

Фактично споживана потужність N може бути визначена безпосереднім вимірюванням, кВт:

$$N = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi}{1000}, \quad (7.12)$$

де U – напруга мережі, В; I – фактичний струм електродвигуна вентилятора, А .

Потім розрахункове споживання електроенергії порівнюється з фактичним:

$$\Delta E = E_{\text{пр}} - E_{\text{р}},$$

де $E_{\text{пр}}$ – споживання електроенергії при проектній потужності електродвигуна (фактична); $E_{\text{р}}$ – споживання електроенергії при розрахунковій потужності електродвигуна.

У випадку завищення потужності електродвигуна перевитрату електроенергії можна визначити без проведення вимірів по тракту. Порядок розрахунків такий:

- визначення фактично необхідної потужності електродвигуна;
- визначення за (7.2) річного споживання електроенергії з врахуванням коефіцієнта використання;
- визначення коефіцієнта попиту потужності $K_{\text{п.п}}$:

$$K_{\text{п.п}} = \frac{N_{\text{розр}}}{N_{\text{факт}}}, \quad (7.13)$$

де $N_{\text{розр}}$ – розрахункова необхідна потужність електродвигуна, кВт; $N_{\text{факт}}$ – фактична встановлена потужність електродвигуна, кВт.

Перевитрату електроенергії можна визначити, використовуючи поняття «питомої витрати» – кількості енергії, споживаної з мережі, віднесеної до кожної кіловат–години корисної роботи:

$$\Delta E = \frac{K_{с.м} + \alpha \cdot (1 - \eta_{пер}) / K_m}{K_{с.м} \cdot \eta_{пер}}, \quad (7.14)$$

де $\alpha = 0,7 \div 0,9$ – коефіцієнт, який залежить від конструкції електродвигуна;
 $\eta_{пер}$ – ККД вентилятора з врахуванням ККД передачі і електродвигуна:
 $\eta_{пер} = \eta_v \cdot \eta_{п} \cdot \eta_{с.д.}$; K_m – коефіцієнт використання робочого часу.

У випадку максимального використання машини

$$\Delta E_0 = \frac{1 + \alpha \cdot (1 - \eta_{пер}) / K_m}{1 \cdot \eta_{пер}}. \quad (7.15)$$

Відношення

$$\beta = \frac{\Delta E}{\Delta E_0}$$

визначає величину втрати електроенергії згідно з виразом
 $\Delta E_n = N_{\phi} \cdot \tau \cdot (\beta - 1)$, де τ – час роботи вентилятора за рік.

Приклад 1

За результатами вимірювань повний напір вентилятора дорівнює $H_{п} = 30$ кг/м², динамічний тиск $H_{д} = 16$ кг/м². Густина повітря $\rho = 1,0$ кг/м³.

Визначити тиск і швидкість повітря на вихлопі з вентилятора, зведені до нормальних умов ($t = 20$ °С, відносна вологість 50 %, барометричний тиск 760 мм рт. ст.)

Розв'язання

$$H_{пр} = H_{п} \cdot \frac{\rho_0}{\rho} = 30 \cdot \frac{1,2}{1,0} = 36 \text{ кг/м}^2,$$

$$H_{д пр} = 16 \cdot \frac{1,2}{1,0} = 19,2 \text{ кг/м}^2,$$

$$v = \sqrt{\frac{2 \cdot 9,81 \cdot 16}{1,0}} = 17,7 \text{ м/с}.$$

Приклад 2

У системі вентиляції за розрахунками повинен бути установлений вентилятор низького тиску: потужність електродвигуна $N_p = 8,05$ кВт, $n = 42$ об/хв; $\eta_v = 0,5$; об'єм переміщуваного повітря $L = 32500$ м³/год (9,03 м³/с), потужність електродвигуна $N_{np} = 8,05$ кВт, тиск $H_{np} = 50$ кг/м.

У результаті обстеження виявлено, що при проектній кількості обертів вентилятор розвиває тиск $H_n = 44$ кг/м², продуктивність вентилятора – 45000 м³/год (12,5 м³/с), $\eta_{\text{сум}} = 0,45$.

Визначити перевитрату електроенергії.

Розв'язання. Фактично споживана потужність:

$$N_1 = \frac{12,5 \cdot 44}{102 \cdot 0,45} = 12 \text{ кВт};$$

$$\Delta N = N_1 - N_p = 12 - 8,05 = 3,95 \text{ кВт}.$$

Тобто перевитрата електроенергії становить, кВт·год/рік: $\Delta E = \Delta N \cdot \tau$.

Контрольні запитання до глави 7

1. Значення вентиляції для підтримки життєдіяльності.
2. Основні правила вибору вентиляторів.
3. Причини виникнення витрат електроенергії при експлуатації вентиляційних установок та їх монтажу.
4. Методи та прилади для проведення вимірювань при здійсненні енергоаудиту систем вентиляції.

Список літератури до глави 7

1. Щекин И.Р. Повышение энергетической эффективности вентиляционно–отопительных систем / И.Р. Щекин. – Х. : Форт, 2003.
2. Методи визначення неефективного використання паливно-енергетичних ресурсів. – К. : Держкоменергозбереження, 2000.

Глава 8. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ ГРАДИРЕНЬ ТА КОНДЕНСАТОРІВ

8.1. Конденсатори парових турбін

8.1.1. Загальні відомості

Конденсатори призначені для конденсації відпрацьованої пари, її збирання і повернення в систему котла задля економії енерговитрат. У результаті повернення конденсату замикається цикл використання попередньо підготовленої котлової води (рис. 8.1).

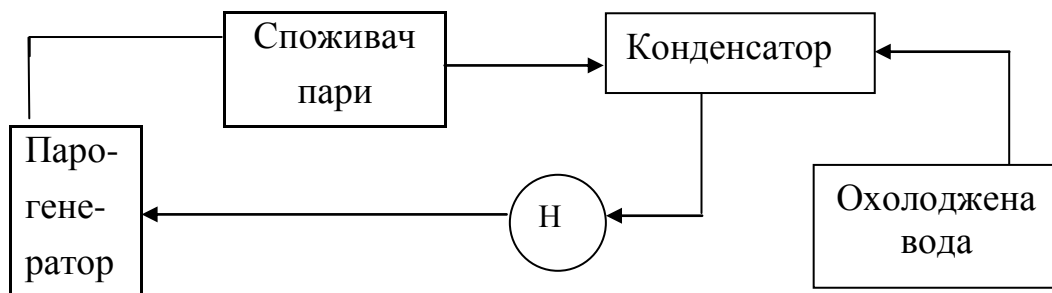


Рис. 8.1. Схема конденсації пари

З парогенератора пара спрямовується до споживача, потім, після використання, з уже зниженим тиском, – у конденсатор, де за рахунок охолодження водою конденсується і перекачується конденсатним насосом (Н) у систему живлення парогенератора.

Існує два типи конденсаційних установок: змішувальні і поверхневі.

Змішувальний конденсатор є резервуаром, куди подається відпрацьована пара та охолоджена вода. Вода розприскується через розпилювачі, змішується з парою і конденсує її. Утворена суміш відкачується з резервуара конденсатним насосом.

Простота змішувальних конденсаторів є їхньою позитивною властивістю. Але вони не забезпечують необхідних вимог до якості конденсату і можливості його подальшого використання в парогенераторі як живильної води для парових котлів з тиском більше 0,1 МПа.

Найбільш широке застосування мають поверхневі конденсатори. Поверхневий конденсатор (рис. 8.2) складається з циліндричної посудини 5 із двома кришками 2 на торцях. У кінцях посудини вбудовані так звані трубні дошки, у які вставляються і розвальцьовуються латунні або мідні трубки.

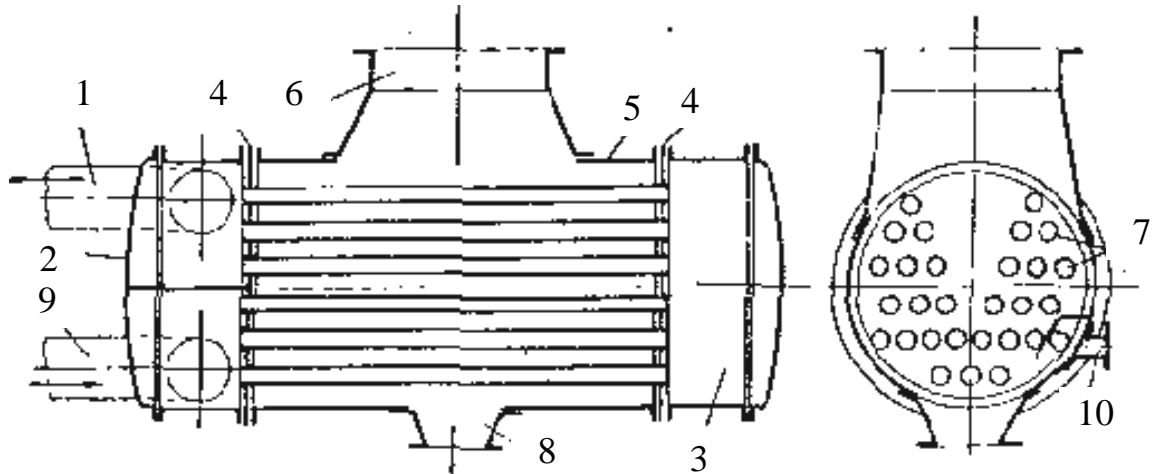


Рис. 8.2. Схема поверхневого конденсатора:

- 1 – патрубок для виходу води; 2 – кришка водяних камер;
- 3 – водяні камери; 4 – трубні решітки; 5 – корпус конденсатора;
- 6 – горловина конденсатора; 7 – трубки; 8 – збірник конденсатора;
- 9 – патрубок для підведення води; 10 – патрубок для видалення повітря

Пара з турбіни надходить у конденсатор через патрубок 6 й омиває трубки 7, по яких рухається вода, що подається в конденсатор через патрубок 9 по нижній половині трубок, потім повертається по верхній половині трубок і видаляється з конденсатора через патрубок 1. Вода, проходячи через конденсатор, забирає тепло від пари, утворений конденсат через патрубок 8 відкачується насосом. Оскільки в парі є розчинене повітря, а також повітря, яке потрапляє через нещільності, вона відкачується через патрубок 10 звичайним паровим ежекторним насосом.

Схема конденсаційної установки показана на рис. 8.3.

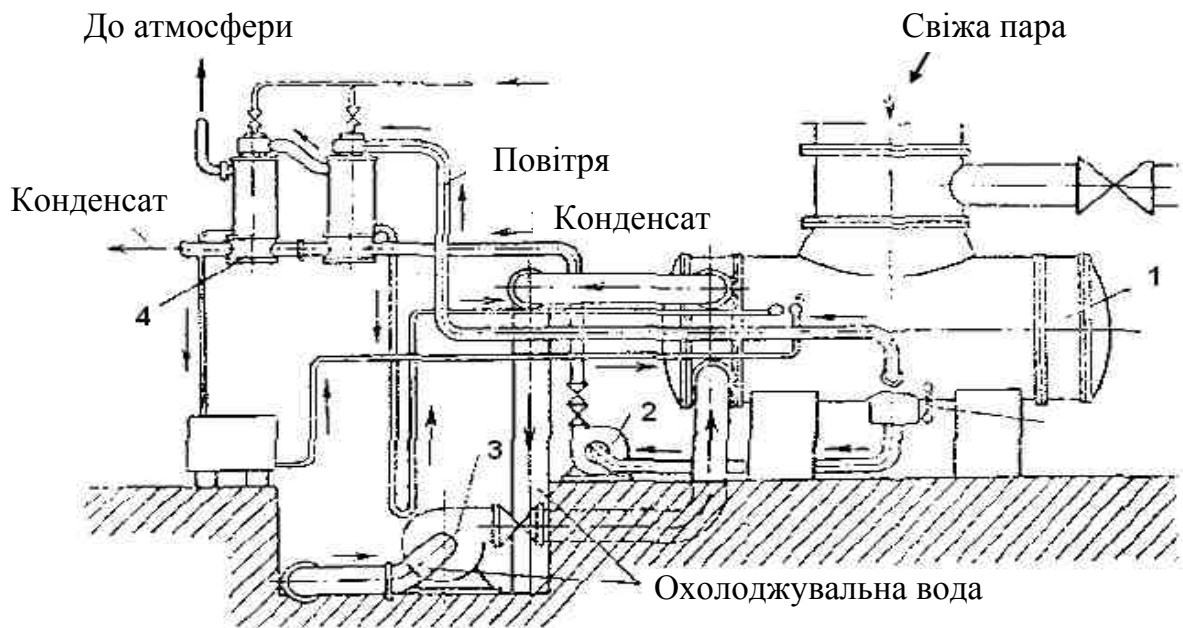


Рис. 8.3. Схема конденсаційної установки:

- 1 – конденсатор; 2 – конденсаційний насос; 3 – циркуляційний насос;
4 – пароструминний ежектор

Охолоджена вода прокачується через конденсатор 1 циркуляційним насосом 3. Конденсаційний насос 2 відкачує конденсат з нижньої частини конденсатора і подає його в поверхневі холодильники пароструминного ежектора 4, а звідти в систему регенеративних підігрівників турбіни. Для відсмоктування повітря з конденсатора застосовується ежектор, конденсат у холодильниках якого використовується як охолоджувальне середовище. Для запобігання виникнення надмірного підвищення тиску в конденсаторі призначений атмосферний клапан. Для охолодження відпрацьованої пари у великих конденсаторах потрібна значна кількість води. З метою зменшення її споживання застосовують різні пристрої, з яких найбільш поширеними є градирні (баштові чи плівкові).

Градирня складається зі зрошувача і витяжної башні, що створює інтенсивний рух повітря через зрошувач. Повітря до зрошувача підводиться через жалюзі в бічних стінках башні.

Циркуляційна вода підводиться до верхньої частини зрошувача, звідки стікає вниз, розділяючись на тонкі струмки і віддаючи тепло навколишньому повітрю. Під градирнею розташований басейн, куди стікає охолоджена вода і подається вода на підживлення від джерел водопостачання.

Крім баштових градирень, жалюзі яких виконані з дерева, сьогодні для середніх об'ємів води застосовують більш компактні плівкові градирні.

8.1.2. Тепловий баланс конденсатора

Рівняння теплового балансу конденсатора має вигляд

$$D_k(i_2 - C_p^b t_k) = W(t_2 - t_1)C_p^b, \quad (8.1)$$

де D_k – кількість конденсованої пари, кг/год; W – витрата охолоджувальної води, кг/год; i_2 – ентальпія пари на вході в конденсатор, кДж/кг; C_p^b – теплоємність води, дорівнює 4,19 кДж/(кг·К); t_k – температура конденсату, °С; t_2 і t_1 – температура охолоджувальної води на виході і вході в конденсатор, °С.

Температура конденсату повинна знаходитися в межах:

- для регенеративних конденсаторів – $t_k = t_n - (0 \div 1), ^\circ\text{C}$, де t_n – температура насичення пари, яка відповідає її тиску на вході в конденсатор;
- для нерегенеративних конденсаторів – $t_k = t_n \cdot (3 - 5) ^\circ\text{C}$.

Величина нагріву охолодженої води в конденсаторі, обумовлена як $\Delta t_b = t_{2b} - t_{1b}$, приймається:

- для одноходових конденсаторів: $\Delta t_k = 4 - 6 ^\circ\text{C}$;
- для двоходових конденсаторів: $\Delta t_k = 7 - 9 ^\circ\text{C}$;
- для три- і чотириходових конденсаторів: $\Delta t_k = 10 - 12 ^\circ\text{C}$.

Розрахункові значення температури охолоджувальної води приймаються залежно від району розташування і пори року від 5 до 25 °С.

Вираз, який називається кратністю охолодження, можна записати як відношення:

$$\frac{W}{D_k} = m = \frac{i_2 - C_p^B t_k}{(t_2 - t_1) C_p^B}, \quad (8.2)$$

яке залежить від умов і системи водопостачання конденсаційної установки.

Кратність охолодження знаходиться в межах:

- для одноходових конденсаторів $m = 80\text{--}120$;
- для двоходових конденсаторів $m = 60\text{--}70$;
- для три- та чотирьохходових конденсаторів $m = 40\text{--}50$.

Тиск відпрацьованої пари (розрахунковий) приймається залежно від температури охолоджувальної води [1] відповідно до рекомендацій табл. 8.1.

Таблиця 8.1 – Співвідношення температури води та тиску пари

Температура води $t_B, ^\circ\text{C}$	Тиск у конденсаторі P_k , кгс/см ³ (МПа)
10	0,03–0,035 (0,0028–0,0034)
15	0,04–0,05 (0,0038–0,0048)
20 і 25	0,06–0,07 (0,0059–0,0068)

Поверхня охолодження конденсатора (паровий бік) F_k визначається за виразом, м²:

$$F_k = \frac{D_k(t_2 - t_B)}{K \Delta t_{cp}}, \quad (8.3)$$

де K – коефіцієнт теплопередачі конденсатора, Вт/(м²·К); Δt_{cp} – середня різниця температур пари і води.

Значення коефіцієнта теплопередачі знаходиться у діапазоні 2000÷5000 Вт/(м²·К) або може бути визначене за емпіричною формулою Л.Д. Бермана, яка отримана для $t_{1B} < 35 ^\circ\text{C}$ і $w_B = 0,9\div 3,0$ м/с:

$$K = 4070 \cdot \alpha \left(\frac{1,1w_B}{\sqrt[4]{d_1}} \right) \cdot \left[\left[1 - \frac{0,42\sqrt{\alpha}}{1000} \right] (35 - t_{1B})^2 \Phi_d \Phi_z \right], \quad (8.4)$$

де α – коефіцієнт, який характеризує чистоту поверхні охолодження конденсатора, що дорівнює для чистої води і проточного охолодження конденсатора $0,8 \div 0,85$; для зворотного водопостачання при достатній продувці або системи хімічно очищеної води $0,75 \div 0,8$; для брудної води і за можливістю утворення мінеральних чи біологічних відкладень $0,65 \div 0,75$; w_B – швидкість води в трубках, м/с; d_1 – внутрішній діаметр трубок, мм; $x = 0,12\alpha(1 + 0,15t_{1B})$ – параметр, що залежить від поверхні охолодження і температури на вході в конденсатор; $\Phi_z = 1 + \frac{z-2}{10} \left(1 - \frac{t_{1B}}{35} \right)$ – коефіцієнт, що залежить від кількості ходів води (z) і температури на вході в конденсатор.

Коефіцієнт Φ_d при парових навантаженнях від $D_{\text{ном}}^K$ до $D_{\text{гр}}^K$ приймається рівним одиниці при:

$$d_{\text{пр}}^K = (0,9 - 0,012t_{1\text{п}}) d_{\text{к ном}} \Phi_d = 1;$$

$$d_K < d_K^{\text{кр}} = \delta(2 - \delta),$$

де $\delta = D_K / D_{\text{гр}}^K$, $\delta = D_K / D_{\text{гр}}^x$, $d = D_K / F_K$ – напруженість конденсатора, кг/(м² · год).

Середня різниця температур води і пари дорівнює:

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{\Delta t_B}{\ln \frac{\Delta t_B + \delta t}{\delta t}}, \quad (8.5)$$

де $\delta t = t_n - t_{2B}$.

При перевірних розрахунках можна скористатися спеціальними графіками, які дозволяють визначити значення K_0 за відомими значеннями швидкості води w_B , діаметра трубок d_2 , напруженості парового об'єму β_{dk} і

забруднення поверхні β_3 , що зазвичай дорівнює 0,85 з врахуванням впливу температури води на вході. Виходячи з цього, величина коефіцієнта теплопередачі дорівнюватиме $K = \beta_t \cdot \beta_{dk} \cdot \beta_3 \cdot k_0$.

8.1.3. Характеристика конденсатора

Під характеристикою конденсатора розуміють залежність тиску пари в конденсаторі від температури охолоджувальної води $t_{1в}$ на вході, від парового навантаження і витрати охолоджувальної води. При цьому враховується ступінь забрудненості поверхні охолодження і повітряна щільність конденсатора.

Для побудови розрахункової характеристики конденсатора визначається температура конденсації пари в конденсаторі $t_n = t_{1в} + \Delta t + \delta t$, де Δt – нагрів води, який визначається за формулою (8.5), якщо відомі витрата пари D_k і витрата охолоджувальної води W_k .

Величина δt визначається за формулою А.В. Шегляєва як

$$\delta t = \frac{n}{31,5 = t_{1в}} \left(\frac{D_k}{F_k} + 7,5 \right),$$

де $n = 5-7$ – величина, яку можна розрахувати, виходячи з умов номінального режиму.

Характеристики для основних типів конденсаторів наведені в довідковій літературі.

8.1.4. Вплив режимів роботи конденсаторів на перевитрату ПЕР

Ефективна робота конденсатора має важливе значення. У конденсаторах турбін відхилення параметрів робочих тіл від паспортних значень призводить до перевитрати ПЕР, зниження ККД турбоустановки і станції в цілому.

Найбільш важливою причиною, через яку виникають перевитрати ПЕР, є погіршення вакууму в конденсаторі турбіни. Тому при проведенні обстеження його роботи необхідно:

1) за технічною документацією визначити величину теплообмінної поверхні F_k , м²;

2) штатними приладами заміряти витрату пари на конденсатор D_k , т/год:

- визначити питоме навантаження (чи напруженість) $d_k = \frac{D_k}{1000 \cdot F}$, кг/(м²·год);

- визначити фактичний вакуум у конденсаторі U_ϕ за показниками приладів, тиск пари P^ϕ і значення ентальпії i_k^ϕ ;

- визначити за значеннями d_k , $t_{1в}$ нормативне значення вакууму, %, відповідне значення тиску пари в конденсаторі P_k та його ентальпію i_k'' ;

- визначити на підставі вимірних параметрів i_k^ϕ і нормативного значення i_k'' фактичну різницю $\Delta i_k = i_k'' - i_k^\phi$, кДж/кг;

- розрахувати витрати (економію) ПЕР у вигляді паливної складової за формулою $\Delta B = \frac{\Delta i_k \cdot D_k}{7,0 \cdot \eta_k \cdot \eta_t}$, де η_t – ККД турбіни внутрішній, можна прийняти 0,8; η_k – ККД котлоагрегату, можна прийняти 0,9÷0,92.

При виконанні розрахунків можна скористатися номограмами, наведеними в технічній літературі чи в нормативних матеріалах для електростанцій.

8.2. Градирні

8.2.1. Принцип роботи

Вода в градирні охолоджується головним чином за рахунок процесу випаровування її частини. При цьому температура води, яка залишилася, знижується в процесі відбору теплоти, необхідної для випаровування і частково за рахунок конвективного теплообміну. Випаровування води і її охолодження можуть відбуватися до повного насичення повітря водяною парою.

Якщо відносна вологість повітря невисока, то воно може поглинути велику кількість води, температура якої не занадто висока. При цьому воду

можна охолодити до температури, нижчої за температуру повітря. Границею охолодження або нижчою теоретичною межею, до якої може бути охолоджена вода, є температура конденсації водяної пари повітря, тобто температура повітря за мокрим термометром τ . Чим вища відносна вологість повітря, тим вища його температура за мокрим термометром. Коли відносна вологість дорівнює 100 %, температура повітря за мокрим і сухим термометрами однакова.

У реальних умовах роботи градирні межа охолодження τ ніколи не може бути досягнута, тому що це потребує ідеального розпилу води та її зіткнення з усією масою повітря. Таким чином, температура охолодження води в градирнях завжди вище теоретичної межі охолодження.

Для того щоб градирня могла працювати, повинна виконуватися вимога $G_k \Delta t_k \approx \Delta t_{\text{гр}} G_{\text{гр}}$. Тобто теплота, сприйнята водою в конденсаторі, повинна повністю віддаватися у градирні.

При незмінній витраті води в конденсаторі перепад температури охолодженої води в градирні (так звана зона охолодження) буде постійним. Виходячи з викладеного, ступінь ефективності роботи градирні визначається виразом

$$\eta = \frac{t_1 - t_2}{t_2 - \tau},$$

де t_1 – температура води, що надходить у градирню; t_2 – температура води на виході з градирні.

Важливим показником ефективності градирні є густина зрошення, яка визначає кількість води, що проходить за 1 годину через 1 м² поперечного перерізу градирні (у місці входу повітря) і дорівнює, м³/м²·год

$$q_{\text{гр}} = \frac{W}{F};$$

для дерев'яних краплинних башень із залізним каркасом $q_{\text{гр}} = 2 \div 3,5$ м³/м²·год, для залізобетонних гіперболоїдних великої висоти – $q_{\text{гр}} = 5 \div 7,5$ м³/м²·год.

Для плівкових градирень допускається густина зрошення в 2–3 рази більша, ніж для краплинних. При штучній вентиляції густина дощу на краплинних градирнях $q_{\text{гр}} = 4 \div 8 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{год}$, а для плівкових до $15 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{год}$.

Чим вища густина дощу, тим гірше при інших рівних умовах працює градирня, тому що через одиницю поперечного перерізу зрошувача в годину буде проходити більша кількість теплоти, і відведення її буде більш утрудненим. Характерною величиною, що визначає якість роботи градирні, є її питоме теплове навантаження.

Чим менше поперечний переріз зрошувача, тим більше, за інших рівних умов, її питоме теплове навантаження, і тим вище буде знаходитися зона охолодження, а отже, температура вихідної з конденсатора води $t_2 = t$, що визначає температуру пари $t_n = t_2^B + \delta$ в горловині конденсатора (відповідно до абсолютного тиску пари) і, отже, глибину вакууму.

8.2.2. Вплив роботи градирень на витрати ПЕР

Основними причинами погіршення роботи градирень і, як наслідок, перевитрати енергоносіїв через недостатнє охолодження води є такі:

- нерівномірний розподіл струменів повітря у вежі;
- недостатнє дроблення крапель повітря;
- незадовільний стан жалюзі;
- неякісна тяга повітря;

Ефективність роботи градирні можна оцінити за допомогою номографічного методу розрахунку, що передбачає [3, 4]:

1) визначення фактичного гідравлічного навантаження (густина зрошення $q_{\text{гр}}$). Для цього, в свою чергу, необхідно визначити:

- кількість пари, яка йде на конденсатор D_k ;
- нагрівання у конденсаторі циркуляційної води, яка повинна охолоджуватися, Δt_k ;
- проектну поверхню охолодження, F , м^2 (з технічної документації);

- густину зрошення як $q_{\text{гр}} = \frac{540 \cdot D_k}{\Delta t_k \cdot F} \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{год}$;

- 2) визначення відносної вологості повітря (за метеоданими або за результатами вимірювання мокрим і сухим термометрами);
- 3) визначення відхилення δt_2 відносно нормативної температури охолоджуваної води t_2 , °C;
- 4) визначення за допомогою номограми розрахункового значення температури охолоджувальної води t_2 °C за значеннями $q_{\text{гр}}$ і $\Delta t_{\text{к2}}$;
- 5) визначення нормативного значення температури охолоджувальної води, $t_2^{\text{н}}$, °C (за формулою $t_2^{\text{н}} = t \pm \delta t_2$, °C);
- 6) порівняння нормативного і фактичного значень температури охолоджувальної води $\delta t_2 = t_2^{\text{н}} - t_2^{\text{ф}}$: якщо $\delta t_2 > 0$ – експлуатація градирні більш ефективна; при $\delta t_2 < 0$ – погіршення експлуатації градирні.

Контрольні запитання до глави 8

1. Для чого потрібний конденсатор?
2. Типи конденсаторів.
3. Склад конденсаційної установки.
4. Для чого призначена градирня?
5. Будова градирень, їх типи.
6. Що таке кратність охолодження?
7. Рівняння теплового балансу конденсатора.
8. Від чого залежить коефіцієнт тепловіддачі в конденсаторі?
9. Що таке питоме навантаження чи напруженість конденсатора?
10. Що таке нижча теоретична межа охолодження?
11. Показати зв'язок між тепловою роботою конденсатора і градирнею.
12. Що таке ступінь ефективності роботи градирні?
13. Що таке густина зрошення градирні?
14. Якою величиною визначається якість роботи градирні?

Список літератури до глави 8

1. Теплотехнический справочник : в 2 т ; под общ. ред. В.Н. Юренева, П.Д. Лебедева. Т. 1. – М. : Энергия, 1975.
2. Методика визначення неефективного використання паливно-енергетичних ресурсів. Затв. Наказом Держкоменергозбереження від 26.10.2001 р. за № 113 та від 27.11.2001 р. № 123, 2001 р. – 91 с.
3. Лукницкий В.В. Тепловые электрические станции промышленных предприятий / В.В. Лукницкий. – М. : Л. : Энергоиздат, 1953. – 472 с.
4. Фаворский Б.С. Охладители циркуляционной воды тепловых электростанций / Б.С. Фаворский, В.Б. Фаворский. – Л. : Энергия, 1972. – 112 с.
5. Маляренко В.А. Энергосбережение и энергетический аудит : учебное пособие / В.А. Маляренко, И.А. Немировский ; под ред. В.А. Маляренко. – Х. : ХНАГХ, 2008. – 253 с.

Глава 9. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ НАСОСНИХ УСТАНОВОК

9.1. Загальні відомості

Насосами називаються гідравлічні машини, призначені для підйому, нагнітання і переміщення рідини.

За принципом дії насоси підрозділяються на:

- *поршневі і скальчасті*. У насосах цього типу рідина переміщується за рахунок зворотно–поступального руху поршня; застосовуються для створення високих тисків при невеликій продуктивності. У насосах з тиском до 2,5 МПа використовують дискові поршні, для більш високих тисків – плунжерні насоси;
- *лопатеві насоси* підрозділяються на відцентрові та осьові. У відцентрових насосах подача рідини здійснюється за рахунок відцентрової сили, що виникає при обертанні робочого колеса. В осьових насосах рідина, подача якої здійснюється за рахунок обертання робочого колеса пропелерного типу, переміщується уздовж осі обертання колеса. Лопатеві насоси, застосовувані для подачі рідини у великих об'ємах, мають високий ККД;
- *роторні насоси*. У насосах цього типу переміщення рідини здійснюється за рахунок її всмоктування і витиснення робочими твердими тілами (пластинами, зубами, роликами), які рухаються в робочій порожнині із зміненням перерізом. Найбільше поширення цей тип насосів одержав у машинобудуванні;
- *струминні насоси*: для подачі рідини використовується енергія потоку іншої рідини, пари, газу;
- *повітряні водопідйомники (ерліфти)*: для підйому рідини використовується повітря.

Насосна установка (рис. 9.1) має такі основні елементи: насос, всмоктувальний патрубок, напірний трубопровід. У нижній частині всмоктувальної труби є сітка-фільтр.

Для характеристики будь-яких типів насосів використовуються такі терміни: висота всмоктування, висота підйому та опір магістралі.

Висота всмоктування $h_{\text{в}}$ (м) – вертикальна відстань від рівня води в піднімальному резервуарі до осі насоса, яка дорівнює

$$h_{\text{вс}} = \frac{P_0 - P_{\text{в}}}{\rho g} - h_{\text{вс}} - \frac{V_{\text{в}}^2}{2g}, \quad (9.1)$$

де P_0 – тиск на вільній поверхні рідини; $P_{\text{в}}$ – тиск на входному перерізі насоса; $h_{\text{вс}}$ – витрати енергії на ділянці всмоктування за рахунок швидкості руху рідини в трубі; $V_{\text{в}}$ – швидкість руху рідини у всмоктувальній трубі.

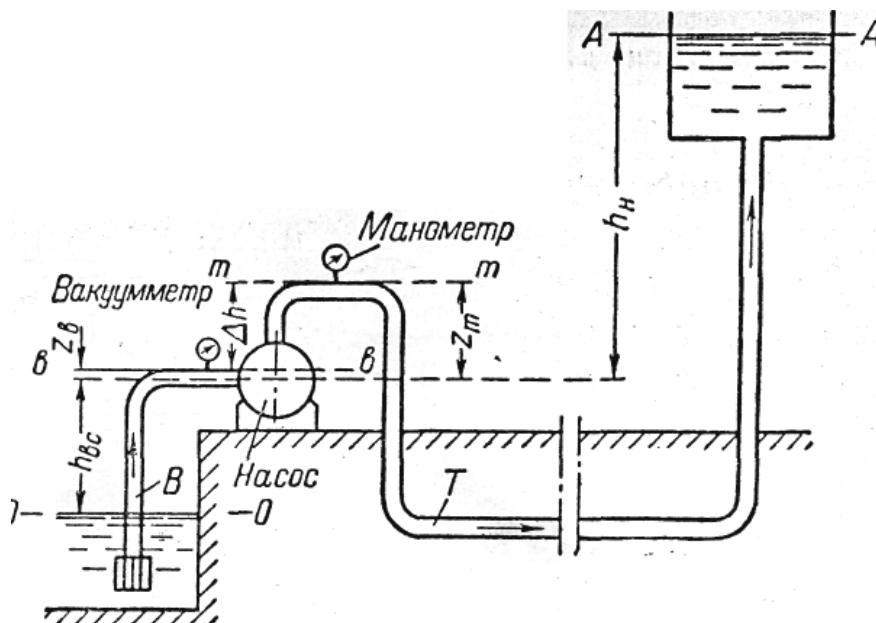


Рис. 9.1. Схема насосної установки

У зв'язку з тим, що тиск у всмоктувальній трубі знижується, для забезпечення безперервної роботи насоса необхідно, щоб він був вищий за тиск пароутворення всмоктуваної рідини при цій температурі.

Умову безперервної роботи насоса можна записати у вигляді $P_{\text{п}} < P_{\text{в}} < P_0$, де $P_{\text{п}}$ – тиск пари води, мінімальне значення якого залежно від температури наведено в табл. 9.1. У протилежному випадку може виникнути кавітація.

Таблиця 9.1– Тиск пари води P_n залежно від температури

$t, ^\circ\text{C}$	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
P_n , мм в. ст.	0,09	0,12	0,24	0,43	0,75	1,26	2,03	3,18	4,83	7,15	10,33
P_n , кН/м ²	0,88	1,18	2,36	4,22	7,36	12,30	19,8	31,1	47,3	70,30	101,3

Виходячи з даних, наведених у табл. 9.1, при температурі води $+70\text{ }^\circ\text{C}$ її подають до насоса під тиском.

Вертикальна відстань від осі насоса до рівня води в резервуарі називається *геодезичною висотою нагнітання*.

Витрати енергії в напірній лінії ($h_{\text{вн}}$) називаються втратами при нагнітанні.

Сума геодезичних висот і витрат енергії в системі називається *повним напором установки H* , м.в.ст. (кН/м² або Дж/кг):

$$H = h_{\text{вс}} + h_{\text{н}} + h_{\text{ввс}} + h_{\text{вн}}, \quad (9.2)$$

або

$$H = \frac{P_{\text{к}} - P_{\text{п}}}{\rho} + \frac{C_{\text{к}}^2}{C} + z_{\text{к}} - z_{\text{п}}, \quad (9.3)$$

де $P_{\text{к}}$, $P_{\text{п}}$ – кінцевий і початковий тиск, Па; ρ – густина переміщуваної рідини, кг/м³; C – швидкість рідини, м/с; $Z = g \cdot z$ – геометричний напір, Дж/кг; g – прискорення сили тяжіння, м/с²; z – геометрична оцінка, м; індекси п і к – початковий і кінцевий переріз (до і після) насоса.

Потужність насоса N визначається за виразом, кВт

$$N = \frac{\rho \cdot V \cdot H}{1000 \cdot \eta} = \frac{G \cdot H}{1000 \cdot \eta}, \quad (9.4)$$

де $\rho \cdot V = G$ – продуктивність насоса, кг/с; η – ККД насоса.

Коефіцієнт корисної дії, що залежить від типу, конструкції і розмірів насоса, знаходиться в межах $0,5 \div 0,9$.

Коефіцієнт корисної дії насосної установки визначають з урахуванням втрат у всмоктувальному і нагнітальному трубопроводах

$$\eta_y = \eta_n \frac{H - \Delta H}{H}, \quad (9.5)$$

де $\Delta H = h_{\text{вс}} + h_n$ – витрати на всмоктуванні і нагнітанні, Дж/кг; H – напір насоса, Дж/кг.

Необхідна потужність електродвигуна визначається з урахуванням коефіцієнта запасу потужності $N_g = (1,1 \div 1,2) \cdot N$, кВт.

9.2. Порівняння роботи відцентрових та поршневих насосів

Відцентрові насоси порівняно з поршневими більш компактні, простіші за конструкцією, дозволяють безпосереднє з'єднання з валом електродвигуна, можуть перекачувати забруднені рідини та здійснювати безупинну подачу.

Основні види втрат у відцентрових насосах: гідравлічні та об'ємні.

Гідравлічні складаються з таких втрат енергії:

- на тертя рідини об стінки в каналах робочого колеса, направляючого апарата й у спіральному кожусі;
- пов'язаних з перетворенням кінетичної енергії (швидкісного напору) у потенційну в направляючому апараті й у спіралях;
- на заокругленнях, поворотах, у переходах від одного ступеня в інший.

Втрата потужності за рахунок гідравлічних втрат пропорційна кубу подачі $N_{\text{г.п}} = f(Q_n^3)$.

Об'ємні втрати (втрати витоку) пов'язані з наявністю зворотного витоку рідини крізь зазори між робочими колесами та ущільнювальним кільцем.

Механічні втрати складаються з втрат на тертя поверхні робочого колеса об рідину, на тертя в сальниках, підшипниках і підп'ятнику. ККД відцентрових насосів становить: для насосів низького тиску – $0,4 \div 0,7$; середнього – $0,5 \div 0,7$; високого – $0,6 \div 0,9$.

На відміну від поршневих насосів, ККД відцентрових насосів трохи нижчий. Напір і подача в них залежать від кількості обертів електропривода.

Поршневі насоси мають ККД на 10÷20 % вище, відсутні втрати на тертя рідини об рухливі частини насоса і з перетоками, однак вищі втрати на тертя в механізмі привода.

9.3. Регулювання роботи насосів

Насос працює в оптимальному режимі у тому випадку, коли його характеристики (продуктивність Q ; напір H ; кількість обертів n) забезпечують максимальний ККД.

Робоча характеристика відцентрового насоса проілюстрована на рис. 9.2. Однак більш зручною є універсальна характеристика насоса, з якої видно, що зміна кількості обертів залежно від продуктивності може забезпечити роботу з максимальним ККД (рис. 9.3).

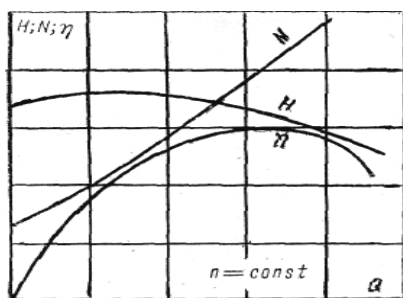


Рис. 9.2. Робоча характеристика відцентрового насоса

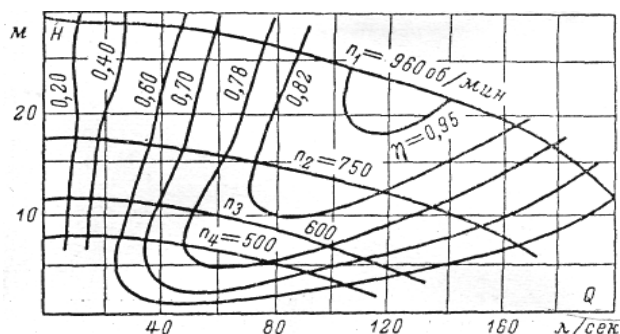


Рис. 9.3. Універсальна характеристика відцентрового насоса

Залежність між кількістю обертів, подачею, напором та потужністю має такий вигляд:

$$\frac{Q_1}{Q} = \frac{n_1}{n} ; \frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^2 ; \frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^3. \quad (9.6)$$

Робоча точка при обиранні насоса, регулюванні його продуктивності і напорі показана на рис. 9.4, де крива 1 – характеристика мережі, 2 – характеристика насоса. Робоча точка повинна розташовуватися на їх перетені, в протилежному випадку насос не зможе забезпечити необхідні параметри (Q_{\max} , H).

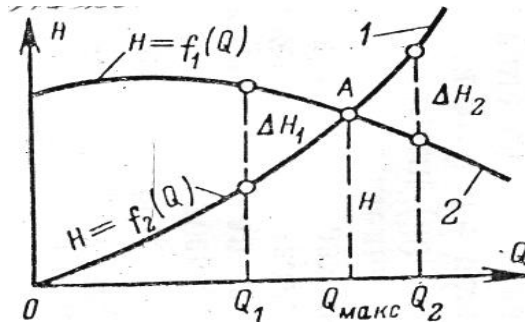


Рис. 9.4. Робоча точка насоса (до схеми регулювання продуктивності та напорі насосів)

Характеристика мережі визначається зовнішнім напором H , подоланим насосом у трубопроводі (у мережі), що визначається з гідравлічного розрахунку мережі

$$H = H_{\Gamma} + h_{\text{СВ}} + h_w = H_{\Gamma} + h_{\text{СВ}} + \frac{lQ^2}{d^5}, \quad (9.7)$$

де H_{Γ} – геометрична висота підйому рідини; $h_{\text{СВ}}$ – вільний напір, величина якого визначається об'єктом водоспоживання; d – діаметр трубопроводу; l – довжина трубопроводу; $K = d^5 / Q^2$ (K – витратна характеристика перерізу); Q – витрата рідини в трубопроводі.

Штучна зміна характеристики трубопроводу чи насоса для забезпечення продуктивності і напорі насоса називається регулюванням. Досягається: для трубопроводу – дроселюванням засувкою, для насоса – зміною кількості обертів відповідно до залежності (9.6).

При регулюванні засувкою (дроселем) зі зменшенням втрати води ККД насоса знижується, а значення напору зростає, отже, питома втрата електроенергії швидко зростає. При регулюванні зміни кількості працюючих насосів ККД двигуна і насоса не змінюється. При зменшенні втрат у мережі величина напору і питома втрата електроенергії знижуються. При регулюванні зміною частоти обертання вала насоса ККД насоса та електродвигуна зі зменшенням втрати знижуються, напір також знижується. При цьому питома втрата електроенергії знижується ненабагато.

Як впливає з викладеного, найбільш економічним способом регулювання є зміна кількості працюючих насосів чи регулювання частоти обертання насоса. У системах з постійною втратою більш раціональним є регулювання зміною кількості працюючих насосів, а в системах з різким перетворенням втрат раціонально регулювати зміну частоти обертання електродвигуна.

Використання засувки (дроселів) рекомендується тільки для насосів малої продуктивності протягом невеликої кількості годин роботи на рік.

Економію електроенергії ΔE при регулюванні параметрів насоса і мережі можна визначити за формулою, кВт·год/рік:

$$\Delta E = 0,0027 \cdot \tau \cdot \left(\frac{H_1 Q_1}{\eta_{g1} \cdot \eta_{n1}} - \frac{H_2 Q_2}{\eta_{g2} \cdot \eta_{n2}} \right), \quad (9.8)$$

де H_1, H_2 – напір, м в. ст. ; Q_1, Q_2 – подача, м³/год; η_g – ККД двигуна; η_n – ККД насоса; τ – кількість годин роботи насосної установки за рік, год.

9.4. Сумісна робота насосів

Якщо один насос не забезпечує необхідний напір чи подачу, необхідна одночасна робота декількох насосів.

У випадку послідовного включення насосів їх сумарну характеристику одержують шляхом додавання напорів при однакових параметрах подачі. Режим роботи кожного насоса і сумарні параметри їх роботи визнача-

ються точкою перетину ліній характеристики мережі і сумарної характеристики насосів. Послідовне включення насосів доцільно при крутій характеристиці мережі.

При рівнобіжному включенні насосів сумарні характеристики одержують шляхом додавання подач при однаковому напорі: сума подач повинна дорівнювати необхідній подачі (на режимі високого ККД).

Однак, якщо при роботі в такій мережі подача одного насоса забезпечує половину необхідного параметра, то включення іншого насоса викликає збільшення подачі менше ніж удвічі, що пов'язано зі зміною режиму роботи одного насоса при включенні (відключенні) іншого.

Рівнобіжну роботу насосів раціонально застосовувати при пологій характеристиці мережі.

9.5. Методи економії електроенергії в системах водопостачання

Зниження ККД насоса через знос устаткування призводить до перевищити електроенергії за рахунок підвищення потужності привода.

Своєчасна ревізія і ремонт насосів, а також їхня заміна на насоси з більш високим ККД дозволяють знизити втрати електроенергії. Поліпшення завантаження насосів і застосування методів регулювання були розглянуті у гл. 9.4.

Зменшення місцевих опорів у водопостачальній магістралі можна досягти шляхом скорочення крутих поворотів, виключення непотрібної арматури і її своєчасної ревізії, чищення фільтрів і т. ін.

Втрати напору на ділянці трубопроводу ΔH , (м в. ст.), швидкість рідини в трубі, діаметр і довжину можна визначити з виразів:

$$\text{— для прямої ділянки} \quad \Delta H = \frac{0,083 \cdot \lambda \cdot L \cdot Q^2}{d^5}; \quad (9.9)$$

$$\text{— для місцевих опорів} \quad \Delta H = \frac{0,083 \cdot f \cdot Q^2}{d^4}, \quad (9.10)$$

де λ – коефіцієнт тертя об стінки труби (0,02÷0,03); L – довжина ділянки трубопроводу, м; Q – дійсна витрата, м³/с; d – діаметр трубопроводу, м; f – коефіцієнт місцевих опорів, визначається за довідковими даними (для засувок дорівнює 0,5; для закругленого під 90° колеса – 0,3; для зворотного клапана – 5,0).

Скорочення витоків. Частку витоків через нещільності можна визначити шляхом вимірювання у каналі і кінці ділянки. Наявність витоків веде безпосередньо до збільшення витрати електроенергії.

Частку витоків G_{π} (м³/рік) можна визначити з виразу:

$$G_{\pi} = 3600 \cdot \mu \cdot F \cdot \tau \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H}, \quad (9.11)$$

де μ – гідравлічний коефіцієнт (коефіцієнт стиску – 0,6); F – еквівалентна площа отвору, м; τ – час роботи установки протягом року, год; H – напір у трубопроводі, м в. ст.

Річні втрати можна розрахувати, виходячи з питомої витрати електроенергії на перекачування 1 м³ рідини, кВт·год/рік:

$$\Delta W = \Delta N \cdot G_{\pi} \cdot \tau. \quad (9.12)$$

Приклад

Відцентровий насос подає 0,0139 м³/с рідини. Манометр на магістральній ділянці показує $P_{\text{ном}} = 255$ кН/м², вакуумметр на всмоктувальному патрубку показує $P_{\text{вс}} = 33,3$ кН/м², втрата напору на відстані між манометром і точкою приєднання вакуумметра $\Delta h = 0,6$ м. Діаметри всмоктувального напірного трубопроводу однакові. ККД насоса – 0,62. Визначити необхідну потужність на валу насоса.

Розв'язування.

Повний напір насоса визначимо з виразу:

$$H = h_{\text{ман}} + h_{\text{бак}} + \Delta h + \frac{v_{\text{н}}^2 - v_{\text{вс}}^2}{2g}.$$

Діаметри напірного та всмоктувального трубопроводу однакові, тому швидкість $v_n = v_{вс}$, і останній член дорівнює 0, м.

$$H = \frac{255 \cdot 10^3}{1000 \cdot 9,81} + \frac{33,3 \cdot 10^3}{1000 \cdot 9,81} + 0,6 = 26 + 3,4 + 0,6 = 30.$$

Корисна потужність насоса, Вт:

$$N_n = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,0139 \cdot 30 = 4080.$$

Потужність на валу насоса дорівнює, кВт

$$N_b = \frac{N_n}{\eta_n} = \frac{4080}{0,62} = 6,58.$$

Підбираємо електродвигун, найближчий за потужністю з урахуванням коефіцієнта запасу потужності 1,1.

Контрольні запитання до глави 9

1. Дайте визначення насоса як гідравлічної машини.
2. Які основні групи насосів розрізняють при їх класифікації ?
3. Будова поршневого насоса.
4. Що називають висотою всмоктування ?
5. Дайте визначення повному і манометричному напору насоса.
6. Як розраховується потужність привода насоса ?
7. Що таке робоча характеристика насоса ?
8. Для яких цілей і як проводиться регулювання насоса ?
9. Як розраховується опір напірного трубопроводу ?
10. Особливості роботи насосів при послідовному і при паралельному підключенні насосів.

Список літератури до глави 9

1. Черкасский М. Насосы, вентиляторы, компрессоры / М. Черкасский. – М. : Энергоиздат, 1984. – 216 с.
2. Теплотехнический справочник : у 2 т. ; под общ. ред. В.Н. Юренева, П.Д. Лебедева. Т. 1. – М. : Энергия, 1975.
3. Энергетический менеджмент ; под общ. ред. А.В. Праховника. – К. : МОНУ, НТУ «КПИ»; ИЭЭ, 2001.
4. Черняев А.В. Основы теплотехники и гидравлики / А.В. Черняев, И.К. Бессребников. – М. ; Л. : Энергия, 1982. – 436 с.
5. Копытов Ю.В. Экономия электроэнергии в промышленности : справочник / Ю.В. Копытов, Б.А. Цуланов. – М. : Энергия, 1982. – 123 с.
6. Методика визначення неефективного використання паливно-енергетичних ресурсів. Затв. Наказом Держкоменергозбереження від 26.10.2001 р. за № 113 та від 27.11.2001 р. № 123, 2001 р. – 91 с.
7. Маляренко В.А. Энергосбережение и энергетический аудит : учебное пособие / В.А. Маляренко, И.А. Немировский ; под ред. В.А. Маляренко. – Х. : ХНАГХ, 2008. – 253 с.

ГЛАВА 10. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ СИСТЕМИ СТИСНУТОГО ПОВІТРЯ

Стиснуте повітря використовується практично у всіх галузях народного господарства. Його виробництво, на яке за різними оцінками витрачається до 10 % загального споживання електроенергії, є одним з основних її споживачів. При цьому втрати стиснутого повітря на шляху від його джерела до кінцевого споживача досягають 25÷30 %.

Оцінка застосування споживання стиснутого повітря в деяких галузях промисловості і частки електроенергії, яка витрачається на його виробництво, від загальної наведена в табл. 10.1.

Таблиця 10.1 – Частка електроенергії на виробництво стиснутого повітря

Галузь виробництва	Частка, %
Виробництво тарного скла	20
Машинобудування	12
Виробництво продуктів харчування та напоїв	9
Виробництво резини і пластмаси	10
Виробництво хімікатів	8

У той же час у таких галузях промисловості, як вугільна, чорна та кольорова металургія, хімічна і нафтохімічна промисловість при меншій частці витрат електроенергії на виробництво стиснутого повітря в загальному балансі електроспоживання абсолютні значення витрат дуже великі.

Таким чином, потенціал скорочення витрат електроенергії в системі стиснутого повітря дуже великий (до 30 %), і це є підставою для обов'язкового включення зазначеної системи в перелік об'єктів для проведення енергоаудиту.

Слід зазначити, що виробництво стиснутого повітря з точки зору енергетичної ефективності є не вигідним. Через значні втрати від джерела стиснутого повітря як споживача електроенергії (привод компресора) до кінцевого споживача вартість стиснутого повітря приблизно в 50 разів пе-

ревищує ціну викопного палива та у 15 разів ціну на електроенергію. Фактично в кінцевій точці споживання стиснутого повітря використовується лише 10 % витраченої енергії.

10.1. Система стиснутого повітря підприємства

Система стиснутого повітря підприємства містить одну чи декілька компресорних установок, магістральну і розподільні системи з арматурою (рис. 10.1).

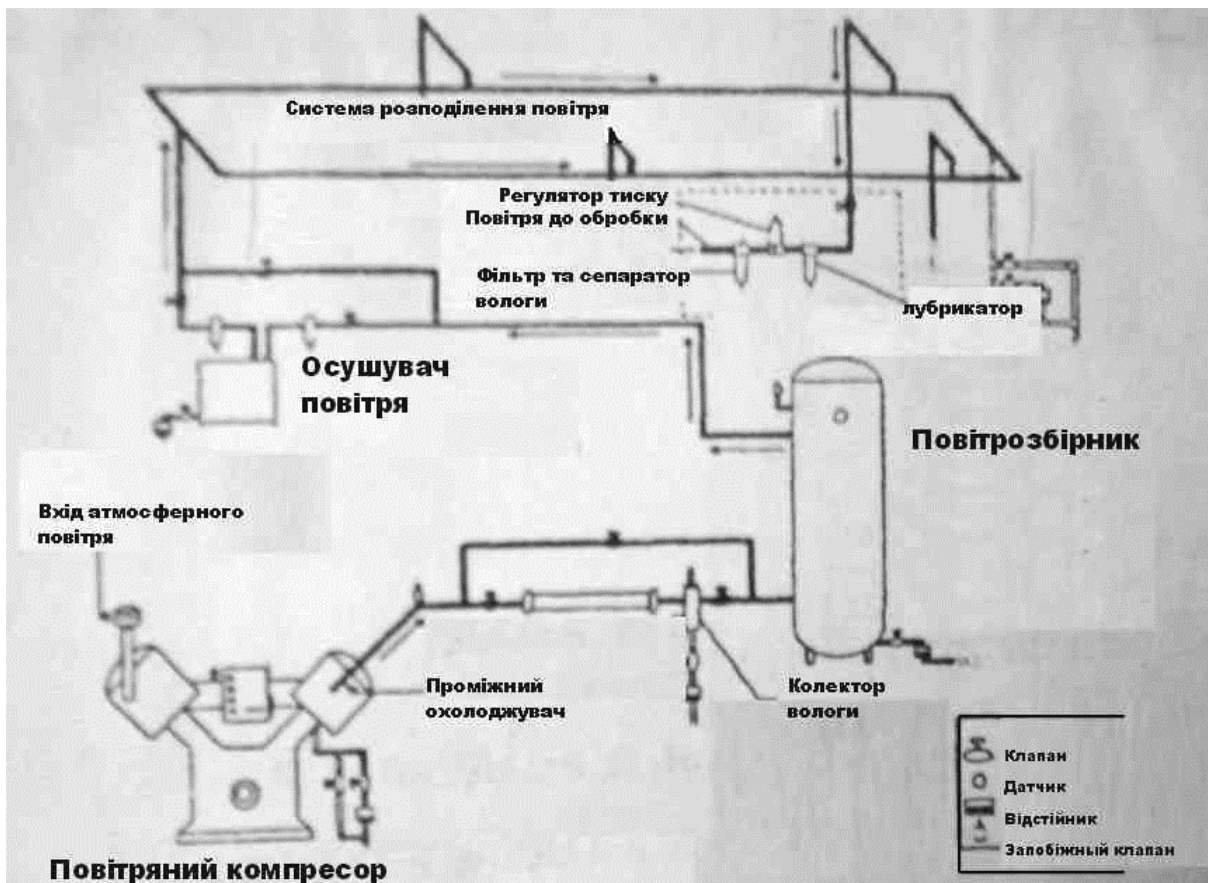


Рис. 10.1. Елементи системи стиснутого повітря

До складу компресорної установки входять: компресор, його привід, пристрій контролю, допоміжне устаткування (всмоктувальний фільтр, повітряні й масляні охолоджувачі, насоси системи маслозмащування та охо-

лодження, маслопроводи системи змазування, всмоктувальний повітропровід).

Повітророзподільна мережа містить магістральні і розподільні повітроводи, повітрозбірники (ресивер), охолоджувач повітря, масловіддільник, осушувач повітря та ін.

10.2. Машини для виробництва стиснутого повітря

10.2.1. Загальні відомості

Машини для виробництва стиснутого повітря залежно від створюваного тиску і забезпечуваного ступеня стиснення поділяються на:

- вентилятори – $\varepsilon = 1,0 \div 1,1$ – призначені для переміщення газів;
- повітродувки – $\varepsilon = 1,1 \div 1,4$ – для створення середнього тиску при великих об'ємах газу;
- компресори – $\varepsilon \geq 4$ – для забезпечення стисненим повітрям середнього і високого тиску.

Ступінь стиснення ε визначається як відношення тиску на виході з компресора P_k до тиску на вході P_n :

$$\varepsilon = \frac{P_k}{P_n}.$$

Теоретична діаграма роботи компресора залежить від характеру протікання процесу стиснення і наявності системи охолодження. Індикаторна діаграма роботи (А) компресора в координатах тиск-об'єм (PV) надана в загальному вигляді на рис. 10.2, а.

Лінія 1–2 – лінія стиснення. Процес стиснення відбувається (рис. 10, б) при постійній температурі (ізотерічно) точка 2із, при постійному тиску (адіабатно) точка 2ад ($PV^k = \text{const}$), по політропі $PV^n = \text{const}$ (точка 2п) і для охолоджувальних компресорів по політропі при $n > k$ (т. 2'п).

За конструктивною ознакою і принципом дії компресори підрозділяються на поршневі; лопатеві (відцентрові та осьові); ротаційні; гвинтові. За

кількістю ступенів стиснення – на одноступеневі та багаступеневі, за продуктивністю – малої $Q_x < 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$; середньої – $0,15 < Q_x < 0,5 \text{ м}^3/\text{с}$; великої – $Q_x > 0,5 \text{ м}^3/\text{с}$.

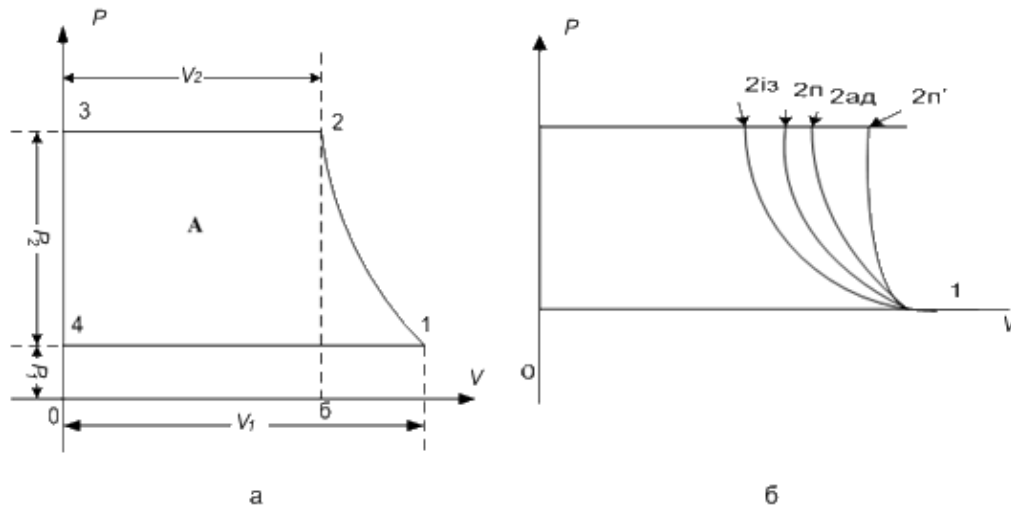


Рис. 10.2. Індикаторна діаграма компресора

До компресорів об'ємного типу належать поршневі, ротаційні і гвинтові. До лопатевих компресорів – відцентрові й осьові.

У компресорах об'ємного типу тиск газу підвищується за рахунок зміни об'єму, у лопатевих – завдяки силовому впливу на потік газу лопаток обертових коліс (відбувається перетворення швидкісної енергії руху в тиск).

Основними технічними характеристиками компресора є: продуктивність Q ($\text{м}^3/\text{с}$ або $\text{м}^3/\text{хв}$); початковий ($P_{\text{н}}$) і кінцевий ($P_{\text{к}}$) тиск (Па), *тобто ступінь стиснення*; потужність на валу компресора $N_{\text{к}}$ (кВт); кількість обертів n (об/хв); ККД (%).

10.2.2. Поршневі компресори

Протягом тривалого часу поршневі компресори були основним типом устаткування, яке постачалося для промисловості. Це машини об'ємного типу, де повітря стискується за допомогою поршнів. Мають одну важливу особливість: при повному і частковому навантаженні є найбільш ефективними, особливо у двоступеневому виконанні. Основні технічні характе-

тики: подача – до $500 \text{ м}^3/\text{год}$; ступінь підвищення тиску – $P_2/P_1 = 5 \div 1000$; ККД – $\eta = 0,5 \div 0,8$; виконання – одно- чи багатоступеневі.

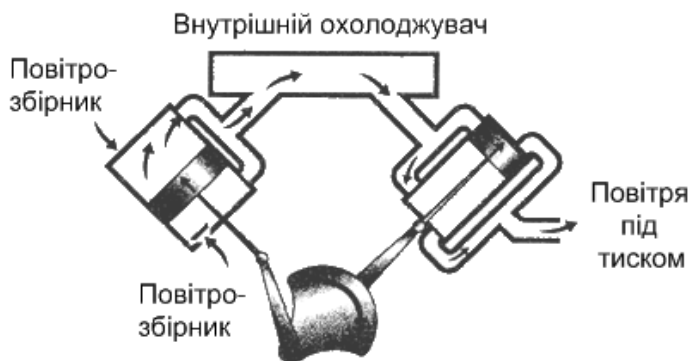


Рис. 10.3. Схема поршневого компресора

На сьогодні намітилася тенденція до їх заміни в основному через високі вимоги до технічного обслуговування, витрат на установлювання і шум під час роботи. Разом з тим при якісному технічному обслуговуванні поршкові компресори є дуже ефективними, хоча їх робота погіршується з часом через знос циліндрів, поршнів і поршкових кілець, а також знос і задири клапанів.

Недоліки:

- витрати холостого ходу – до 25 % від повного навантаження;
- зниження ККД через знос клапанів і циліндрів;
- низька ефективність безмасляних систем з використанням поршкових кілець.

10.2.3. Ротаційні компресори

Ротаційні компресори складаються з ротора, ексцентрично встановленого в циліндричній камері, що при обертанні стискає повітря між лопатками; мають подачу до $500 \text{ м}^3/\text{хв}$, ступінь підвищення тиску – $3 \div 12$, ККД – $0,5 \div 0,7$. Вони більше використовуються при менш напружених режимах роботи (наприклад, при роботі в одну чи дві зміни), вимагають для нормальної роботи наявності мастила для забезпечення необхідних ущільнень і

змащення лопат. Основна перевага ротаційних пластинчастих машин полягає в тому, що вони не потребують великих капіталовкладень.

На жаль, ротаційні компресори не містять вбудованих систем регенерації тепла і дуже неефективні при роботі з частковим навантаженням.

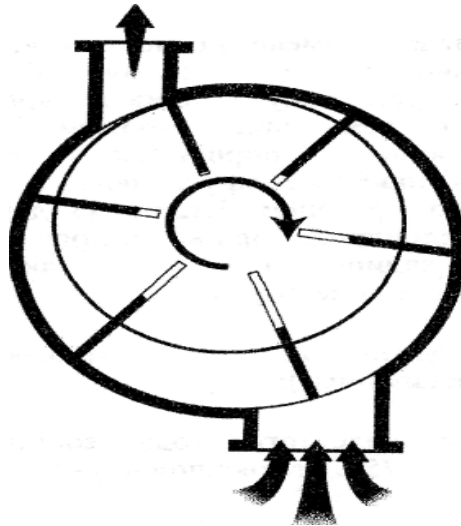


Рис. 10.4. Схема ротаційного компресора

10.2.4. Гвинтові компресори

Гвинтові компресори належать до сімейства об'ємних компресорів. Повітря, яке стискається між двома протилежно обертовими колесами з гвинтовим профілем, надходить у компресор і відводиться з нього через відповідні отвори наприкінці корпусу.

Така конфігурація компресора спричиняє виникнення шумів, якщо відсутні спеціальні шумопоглиначі. Тому подібні установки, як правило, розташовують у звукопоглинальній оболонці, яка знижує шуми до низьких рівнів і забезпечує підключення до обладнання системи регенерації тепла.

Для забезпечення найвищої ефективності гвинтові машини, які подаються в масляному і безмасляному виконанні, повинні працювати у режимах номінальних чи близьких до них навантажень.

Недоліки: потужність холостого ходу вища, ніж у поршневих компресорів.

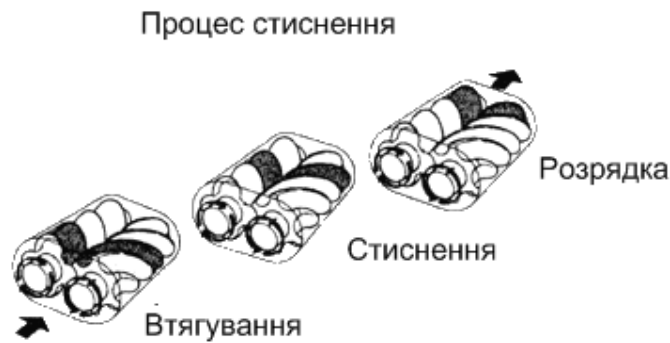


Рис. 10.5. Схема гвинтового компресора

Переваги:

- забезпечують більш чисте повітря;
- компактні;
- мають вбудовані системи регенерації тепла;
- дуже ефективні при плавному регулюванні.

Рекомендації: доцільніше застосовувати при постійному навантаженні, використовуючи для покриття пікових додаткові поршневі компресори.

10.2.5. Відцентрові компресори

Відцентрові компресори – динамічні машини, які за допомогою високошвидкісних робочих коліс передають повітря кінетичну енергію, потім перетворюють її в потенційну, що створює тиск у секціях дифузора на кожному ступені. Для підвищення ефективності на кожному ступені використовуються проміжні охолоджувачі, зазвичай застосовується водяне охолодження.

Діапазон ефективної продуктивності даних відцентрових машин коливається від 100 до 4000 м³/хв. Якщо продуктивність вище, рекомендується використовувати осьові компресори.

Відцентрові компресори містять більше ступенів стиснення для такого ступеня стиснення, ніж об'ємні машини при тій самій ефективності. Чим більше машина, тим вище її ефективність. Тому в діапазоні продуктивності від 500 до 4000 м³/хв на ринку домінують відцентрові компресори, ступінь підвищення яких складає 3÷20, ККД – 0,7÷0,92 (при збільшенні потужності ККД підвищується).

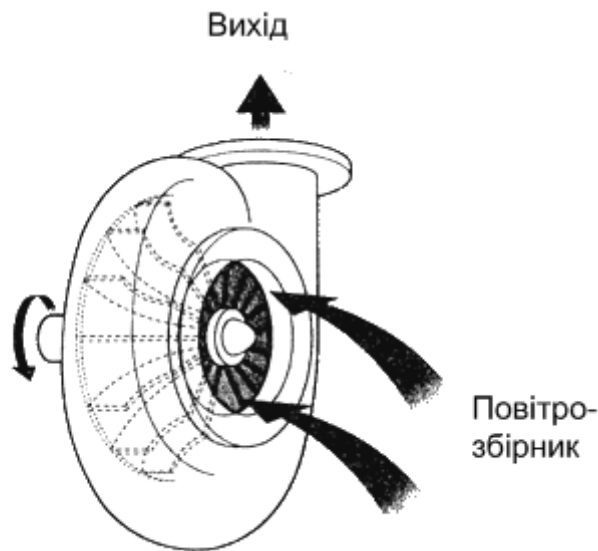


Рис. 10.6. Схема відцентрового компресора

У стабільному інтервалі роботи (при перевищенні 60÷70 % загальної потужності компресора) керування забезпечується за рахунок плавного регулювання вхідного направляючого апарата або дросельного клапана. Нижче цього рівня керування здійснюється плавним регулюванням пропускного клапана чи за допомогою автоматичного двопозиційного регулювання, коли машина автоматично переходить у режим холостого ходу, а потім знову завантажується на повну (номінальну) потужність при зниженні тиску.

Важливо переконатися, що регулятори встановлені правильно та враховані коливання густини повітря, обумовлені кліматичними умовами, щоб потім уникнути проблем, пов'язаних зі стрибком потужності.

Слід мати на увазі, що:

- машини великої потужності застосовують для покриття базового навантаження, тому що вони мають високу ефективність при повному навантаженні;
- робота при неповному навантаженні досягається за рахунок плавного регулювання дроселя вхідного отвору;

- плавне регулювання потрібно використовувати тільки в умовах, близьких до повного навантаження, а двопозиційне регулювання більш ефективне при низьких навантаженнях.

10.2.6. Осьові компресори

Осьові компресори, чи турбокомпресори, є найбільш потужними за продуктивністю. Їх подача становить від 100 до 15000 м³/хв при ступені стиснення 2÷20. ККД компресорів – 0,8÷0,9. Регулювання продуктивності може здійснюватися як за допомогою спрямовуючого апарата, так і через зміну нахилу лопат робочого колеса.

Осьові компресори мають більш високі вартісні показники, тому не знаходять широкого застосування при виробництві стиснутого повітря і в основному застосовуються у вугільній і газоперекачувальній галузях. Осьовий компресор міститься на одному валу з газовою турбіною. На газоперекачувальних станціях застосовують турбокомпресори на базі авіаційних двигунів, що відробили свій ресурс. На рис. 10.7 та 10.8 показано відцентровий та осьовий компресори великої продуктивності.

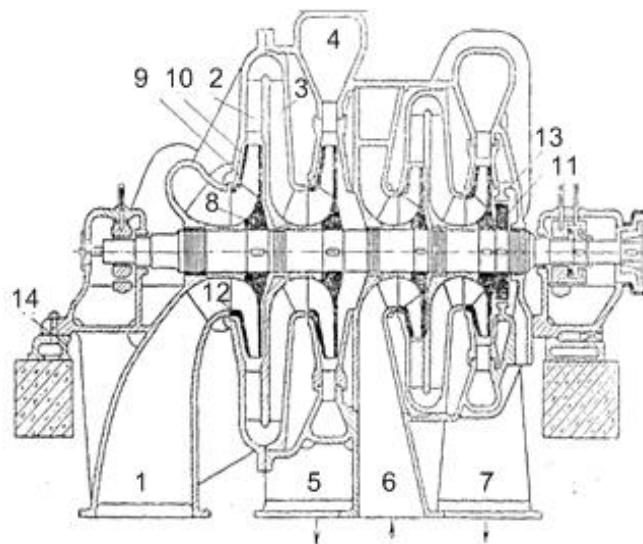


Рис. 10.7. Відцентровий компресор типу К-5500-41-1:

1 – всмоктувальний патрубок; 2 – дифузор; 3 – напрямний апарат; 4 – завиток другого ступеня; 5 – патрубок; 6 – вхідний патрубок третього ступеня; 7 – вихлопний патрубок; 8 – основний диск робочого колеса; 9 – покривний диск; 10 – робочі лопаті; 11 – розвантажувальний поршень; 12 – ущільнення; 13 – розвантажувальний поршень; 14 – болт

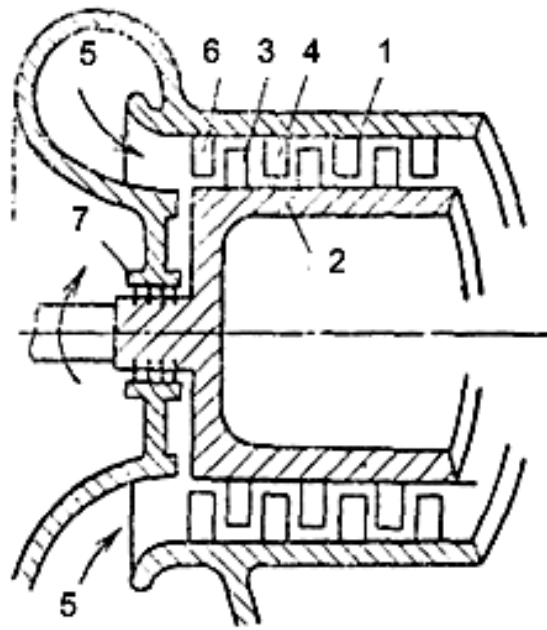


Рис. 10.8. Схема осьового компресора:

1– корпус; 2 – ротор; 3 – робочі лопаті; 4 – неробочі лопаті; 5 – вхідний канал;
6 – напрямний апарат; 7 – лабіринтове ущільнення

10.3. Допоміжне устаткування

10.3.1. Повітрозбірники

Повітрозбірники виконують три основні функції:

- працюють як вторинні охолоджувачі;
- створюють більш стабільний тиск, ефективно працюючи як демпфери пульсацій;
- утворюють накопичувальну ємкість.

У повітрозбірник повітря надходить після доохолоджувача і додатково охолоджується в самому приймачі. У тих системах, де компресорна установка мала, доохолоджувач може не встановлюватися. Таким чином, приймач стає місцем, де збирається більша частина конденсованої рідини. Це робить ймовірним її винос у головну систему трубопроводів, що негативно впливатиме на ефективність.

10.3.2. Осушувачі повітря

Атмосферне повітря містить воду: в одному кубічному метрі вільного насиченого повітря при температурі 15 °С міститься 12,5 г води. Якщо взяти компресор продуктивністю 500 л/с (1880 м³/год повітря), то кількість води в ньому становить 22,5 л/год. При температурі атмосферного повітря, що перебуває на рівні вище 15 °С, наявність води не буде помітна, але в повітрі буде присутня волога у вигляді пари.

При охолодженні чи стисненні повітря його здатність утримувати вологу зменшується, і вода перетворюється в конденсат. Підвищення температури повітря в компресорі, як правило, запобігає конденсуванню вологи, але в міру проходження повітря через доохолоджувач відбувається конденсування великої кількості вологи. Як правило, температура повітря після доохолоджувача становить 35 °С, і вміст води в ньому зменшується. Однак вода буде присутня у вигляді пари. Якщо температура повітря буде нижче вихідної температури (тобто 15 °С), то відбудеться подальша конденсація вологи.

Для того щоб забезпечити видалення зі стиснутого повітря більшої кількості води, необхідно після доохолодження пропустити повітря через осушувач.

Існують три основних типи осушувачів, що мають різні сфери застосування і режими роботи: вологовбирні; охолоджуючі; регенеративні.

Вологовбирний осушувач. Принцип роботи вологовбирних осушувачів оснований на пропущенні стиснутого повітря через розчинну речовину, наприклад, сіль, що розчиняється в міру вбирання вологи. Основна перевага таких осушувачів полягає в тому, що вони не споживають додаткової енергії, крім тієї, яка необхідна для подолання перепаду тисків у розподільній системі (0,01÷0,04 МПа). При цьому немає втрат в об'ємі повітря. Однак вони нерегенеративні, тому вологовбирний матеріал треба періодично міняти, що призводить до витрат на працю і матеріали. Вологовбирні осушувачі є найменш дорогими і надзвичайно енергоефективними, але забезпечують точку роси приблизно лише на 12 °С нижче температури повітря на вході.

Охолоджуючий осушувач. Охолоджуючі осушувачі є більш простими і найбільш поширеними для осушення стиснутого повітря. Вони дозволяють досягти точки роси в 2°C при пропущенні стиснутого повітря над охолодженим змійовиком з метою конденсації захопленої вологи. Ці агрегати належать до найбільш енергоефективних на ринку. В них використовується принцип теплообміну зустрічних потоків для зменшення витрат на охолодження. Вони також відносно недорогі і характеризуються низькими капітальними й експлуатаційними витратами.

На рис. 10.9 наведена типова схема охолоджуючої осушувальної системи:

- осушувач розташований після повітроприймача. Перевага такого розташування в тому, що повітроприймач вже зменшив вміст води у повітрі і тим самим зменшив навантаження на осушувач;
- відповідні відстійники розташовані між компресором і осушувачем, щоб уся конденсована волога була вилучена до того, як повітря надійде на осушувачі.



Рис. 10.9. Схема осушування повітря

Регенеративний осушувач. У регенеративних осушувачах, які обезводнюються, для видалення вологи зі стиснутого повітря використовується адсорбуючий матеріал, наприклад, активований оксид алюмінію чи силікагель. Традиційно вони містять дві башні, наповнені визначеним матеріалом. Одна башня осушує повітря, у той час як інша піддається регенерації, нагріваючи вологопоглинач чи продуваючи його сухим повітрям. Головна їхня позитивна якість – вони подають повітря з найнижчою точкою роси (до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$), тобто саме сухе повітря.

Тому вони часто використовуються на морських нафтових розробках, де переважають екстремальні умови навколишнього середовища, а також у мікроелектроніці і харчовій промисловості, коли надзвичайно важливою умовою є висока якість повітря. У той же час регенеративні вологовбирні осушувачі є найбільш дорогими за капітальними витратами і найменш ефективними за енерговитратами порівняно з усіма іншими типами осушувачів.

Практика показала, що в подібний десикантний осушувач корисно вбудовувати надійний датчик роси, який не дозволить йому входити в режим регенерації частіше, ніж необхідно, що іноді відбувається при легких режимах роботи. Такі осушувачі використовують для регенерації від 10 % до 15 % сухого повітря. Тому для оптимізації їхніх енергетичних витрат важливе значення має такий точний контроль.

Основні рекомендації (правила) щодо осушення повітря:

- температура повітря після осушення повинна бути на $6\text{ }^{\circ}\text{C}$ нижче за температуру навколишнього повітря;
- система трубопроводів, по можливості, не повинна розташовуватися поза приміщеннями;
- осушувати повітря слід рівно настільки, наскільки це необхідно (аж до застосування самостійних систем – вологого і сухого повітря).

10.4. Розподільні лінії

10.4.1. Загальні відомості

При проектуванні магістральних розподільних повітропроводів необхідно:

- враховувати робочий тиск споживачів (у випадку значної різниці при використанні незалежних ліній високого і низького тиску);
- у випадку об'ємного і витратного призначення стиснутого повітря прагнути до розділу джерел і створення незалежних ліній;
- прагнути до зниження витрат на втрати та опори у магістралях;
- забезпечувати мінімальне конденсатообладнання і видалення конденсату. З цією метою необхідно забезпечувати ухил 25 мм на кожні 10 м довжини трубопроводу і через кожні 30 м розташовувати точки стікання.

Максимальний потік повітря визначається виразом

$$Q = 3 \cdot 10^{-3} (P + 1) \cdot D^2, \quad (10.1)$$

де Q – потік повітря, м³/хв; D – внутрішній діаметр труби, мм; P – тиск повітря (відповідно до показань манометра), МПа.

Як приклад на рис. 10.10 наведено графік потоків повітря, що рекомендуються залежно від діаметра трубопроводу для тиску 0,7 МПа (рекомендована швидкість ~0,6 м/с).

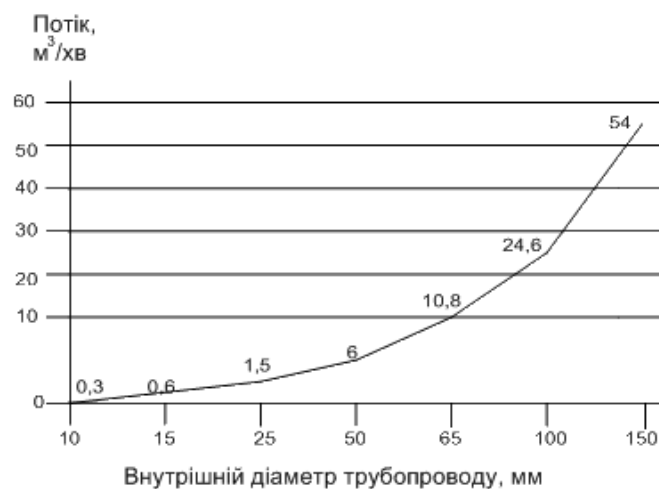


Рис. 10.10. Рекомендовані максимальні швидкості повітря

У табл. 10.2 наведені приклади втрат енергії для різних діаметрів труб при витраті 15 м³/хв повітря з тиском 0,7 МПа.

Таблиця 10.2 – Порівняльний аналіз втрат енергії

Внутрішній діаметр трубопроводу, мм	Перепад тиску на 100 мм, МПа	Еквівалентна потужність компресора, кВт
40	1,8	9,5
50	0,065	3,4
65	0,022	1,2
80	0,004	0,2
100	0,002	0,1

Наведені в табл. 10.2 дані наочно показують важливість правильного вибору діаметра трубопроводів системи стиснутого повітря. Необхідно пам'ятати, що опір тертя в трубах пропорційний квадрату швидкості і залежить від рівня шорсткості внутрішньої поверхні трубопроводів.

10.4.2. Витрати на витоки

Витік є самим серйозним одиничним фактором енергетичних втрат, пов'язаних з використанням стиснутого повітря. Дуже часто втрати на витоки перевищують 50 % енергії, споживаної промисловим об'єктом. Причин для цього багато, найбільш поширені такі:

- відкриті дренажні клапани для стікання води і відсічні клапани;
- течі шлангів та з'єднань трубопроводів;
- постійно відкриті трубопроводи охолодження повітря;
- робота устаткування, що використовує повітря, коли в цьому немає необхідності.

Важливо шляхом регулярного виявлення й усунення витоків постійно підтримувати витрати на мінімальному рівні. Ревізію всієї розподільної системи потрібно проводити не рідше одного разу за три місяці.

Витік – це не тільки джерело енергетичних втрат, але і фактор непрямого впливу на експлуатаційні витрати. В міру їх збільшення тиск у системі падає, пневматичні інструменти працюють менш ефективно, що негативно позначається на виробничому процесі. Єдиним рішенням стає збільшення робочого тиску, щоб компенсувати втрати.

Перший крок у зменшенні втрат на витоки полягає у визначенні передбачуваних витрат і складанні комплексної програми відповідних заходів у масштабах усього підприємства. Постійний контроль за роботою системи стиснутого повітря і відповідне технічне обслуговування дозволять максимально зменшити ці втрати.

На рис. 10.11 як приклад показано співвідношення втрат електричної потужності компресора, що потребує компенсації, через витоки крізь «свищі» різних еквівалентних діаметрів при тиску повітря 0,7 МПа.

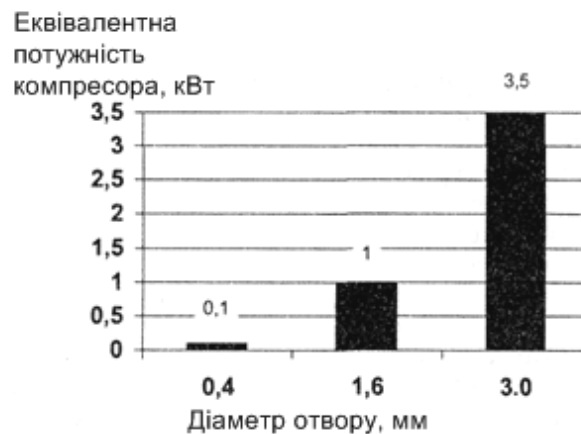


Рис. 10.11. Залежність додаткових витрат потужності на компенсацію втрат від витоків

Об'єм повітря, що протікає крізь «свищі» Q (м³/с), можна визначити за формулою

$$Q = F \sqrt{\frac{2kP_1\rho_1}{k-1}} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{P}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}} \cdot \left(\frac{P}{P_1}\right)^{\frac{2}{k}}, \quad (10.2)$$

де F – площа отвору еквівалентного діаметра, м; P, P_1 – тиск у середовищі, в якому відбувається витікання, та у системі стиснутого повітря, відповідно, кН/м²; $k = 1,4$ – стала адіабати; ρ – питома маса повітря при тискові в системі, м³/кг.

Або за спрощеною формулою

$$Q = \mu \cdot F \sqrt{2g(P_2 - P_1)}, \quad (10.3)$$

де μ – коефіцієнт витрати, значення якого $0,6 \div 0,9$, причому значення для малих отворів більше ($0,8 \div 0,9$).

Втрати електроенергії за рахунок витоків повітря через нещільності, кВт, орієнтовно можна визначити з графіка, наведеного на рис. 10.12, або за формулою

$$\Delta E = a \cdot n \cdot \omega \cdot t, \quad (10.4)$$

де a – коефіцієнт витрати повітря через нещільності, м³/хв; n – кількість точок, де потрібно усунути виток; t – час, протягом якого повітропровід знаходиться під тиском, год; ω – питома витрата електроенергії на виробництво 1 м³ стиснутого повітря, кВт·год/м³.



Рис. 10.12. Графік для визначення витоків

Наданий графік наочно ілюструє важливість обов'язкової періодичної ревізії систем стиснутого повітря з метою зниження витрат електроенергії. Це особливо важливо на підприємствах з потужними компресорними станціями і великою довжиною мереж.

Як видно з рис. 10.12, з підвищенням тиску в мережі збільшується процент витоку. Тому вибір оптимального тиску, а також проведення ряду інших заходів, зазначених у відповідному розділі, є обов'язковими при бажанні зниження нераціонального споживання електроенергії.

10.4.3. Конденсатовідвідники

З метою підвищення енергоефективності важливо, щоб автоматичні конденсатовідвідники встановлювалися в кінці дренажної лінії. Існують надійні електронні конденсатовідвідники, що забезпечують постійне відведення води, тоді як відкриті ручні клапани стають причиною значної частини втрат.

Найбільш поширеним типом є конденсатовідвідники з поплавковим рівнемірором, тому що вони забезпечують функцію примусового відсікача, який відкривається тільки при наявності води і закривається відразу після її видалення. При небезпеці надходження в конденсатовідвідники великої кількості води можливе утворення повітряного прошарку. У цих випадках рекомендується встановлювати врівноважувальний трубопровід. За такої конфігурації вода буде вільно надходити в конденсатовідвідник, витісняючи повітря, яке проходить через врівноважувальний трубопровід і надходить в основну систему.

Усі конденсатовідвідники потребують періодичного технічного обслуговування для видалення всяких скупчень мастил або емульсій, які можуть бути присутніми у конденсаті.

10.5. Вибір потужності, споживаної компресором

Як правило, на підприємствах встановлюється кілька компресорів різної потужності. Вибір найбільш придатного для базового навантаження компресора є важливим з погляду ефективного використання енергії.

Для вибору найбільш придатного компресора ключовим фактором є постійний контроль щоденних коливань навантажень.

Існує ряд емпіричних правил роботи компресорів:

- відключення електродвигуна, якщо це дозволяє інструкція з експлуатації, коли час роботи без навантаження занадто великий;
- застосування прогнозованого переключення;
- узгодження продуктивності з навантаженням шляхом вибору компресора найближчої потужності;
- експлуатація компресора в режимі двопозиційного (не плавного) регулювання, якщо це можливо.

10.5.1. Визначення потужності відцентрових та осьових компресорів

Необхідна потужність осьових і відцентрових компресорів визначається виразом

$$N_{\text{раб}} = k \cdot \frac{G_{\text{т}} \cdot C_{\text{р}} (T_{\text{н}} - T_{\text{вс}}) + Q}{0,24\eta_{\text{м}}}, \quad (10.4.)$$

де k – коефіцієнт, що враховує втрати тепла в навколишнє середовище ($1,01 \div 1,02$ для великих осьових компресорів; $1,08 \div 1,1$ – для невеликих відцентрових машин); $G_{\text{т}}$ – фактична витрата повітря, що проходить через компресор з урахуванням витоків, кг/с; $C_{\text{р}} = \gamma \cdot \frac{293}{273 + t_{\text{в}}}$ – теплоємність

повітря при постійному тиску і різних значеннях температури, вибирається за табл. 10.3; $T_{\text{н}}$ – температура повітря в напірному патрубку, К; $T_{\text{вс}}$ – температура повітря на всмоктуванні компресора, К; Q – кількість теплоти, яка віддана охолодженій воді, визначається за формулою: $Q_t = G_{\text{в}} \cdot c_{\text{р}} \cdot (t_{\text{вих}} - t_{\text{вх}})$, де $G_{\text{в}}$ – кількість охолодженої рідини, кг/с; $t_{\text{вих}}$, $t_{\text{вх}}$ – температура охолодженої води на виході і на вході в холодильник, °С; $c_{\text{р}}$ – теплоємність води, Дж/кг·град; P – абсолютний тиск повітря в місці вимірювання, кг/см²;

γ – густина повітря, кг/м^3 ; V – об’єм повітря за витратоміром, $\text{м}^3/\text{с}$; $t_{\text{п}}$ – температура повітря, $^{\circ}\text{C}$; $\eta_{\text{м}}$ – механічний ККД компресора ($0,97 \div 0,98$).

Таблиця 10.3 – Теплоємність повітря C_p , $\text{ккал/кг} \cdot ^{\circ}\text{C}$

$P, \text{кг/см}^2$	$t, ^{\circ}\text{C}$			
	18	38	58	124
1	0,241	0,241	0,241	0,241
10	0,247	0,245	0,244	0,243
15	0,250	0,248	0,247	0,244
30	0,261	0,257	0,254	0,247
70	0,285	0,278	0,271	0,258
100	0,302	0,292	0,281	0,264
150	0,323	0,309	0,295	0,270
200	0,347	0,326	0,309	0,283

10.5.2. Визначення потужності поршневих компресорів

Потужність поршневих компресорів визначається за формулою, кВт:

$$N_{\text{роб.маш}} = \frac{N_{\text{мех}}}{\eta_{\text{мех}}}, \quad (10.5)$$

де $\eta_{\text{мех}}$ – механічний ККД компресора.

Залежно від потужності і конструкції компресора, його механічний ККД коливається в межах від 0,8 до 0,95:

- середні і великі компресори вертикального чи кутового типу у виконанні (від $10 \text{ м}^3/\text{хв}$ і вище) – $0,9 \div 0,95$;
- горизонтальні багатоступінчасті – $0,88 \div 0,93$;
- малі (до $10 \text{ м}^3/\text{хв}$) – $0,8 \div 0,85$.

Менші значення $\eta_{\text{мех}}$ відносяться до компресорів з меншою продуктивністю, великі – з більшою. Зі співвідношення $N_{\text{інд}} = N_{\text{ном}} (1 + \Delta C_{\text{інд}})$ визначається індикаторна потужність компресора. Тут $\Delta C_{\text{інд}}$ – коефіцієнт втрат індикаторної потужності для повітря (рис. 10.2); а $N_{\text{ном}}$ – номінальна потужність, що визначають за формулою:

$$N_{\text{ном}} = 1,639 P_{\text{вс}} \cdot V_h \cdot \lambda_{Vlg} \cdot \frac{k}{k-1} \cdot \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right), \quad (10.6)$$

де $P_{\text{вс}}$ – тиск повітря на вході в ступінь, кг/см²; $V_h = f \cdot h \cdot n$ – хвилинний робочий об'єм, м³/хв; f – робоча площа поршня, м²; h – хід поршня, м; n – частота обертання компресора, об/хв; $\lambda_{Vlg} = 1 - a \left(\varepsilon^{\frac{1}{k}} - 1 \right)$ – коефіцієнт подачі, де a – відносна величина мертвого простору, $k = 1,4$ – показник адіабати стиснутого повітря.

Тиск нагнітання першого ступеня компресора визначається виразом

$$P_{\text{нат}_1} = P_{\text{вс}_2} = \sqrt[n]{P_{\text{нагн}}},$$

де $P_{\text{вс}_2}$ – тиск всмоктування другої ступені компресора, кг/см²; $P_{\text{нагн}}$ – тиск нагнітання компресора, кг/см²; n – кількість ступенів компресора.

На рис. 10.13 надана залежність коефіцієнта втрат індикаторної потужності від тиску на вході компресора.

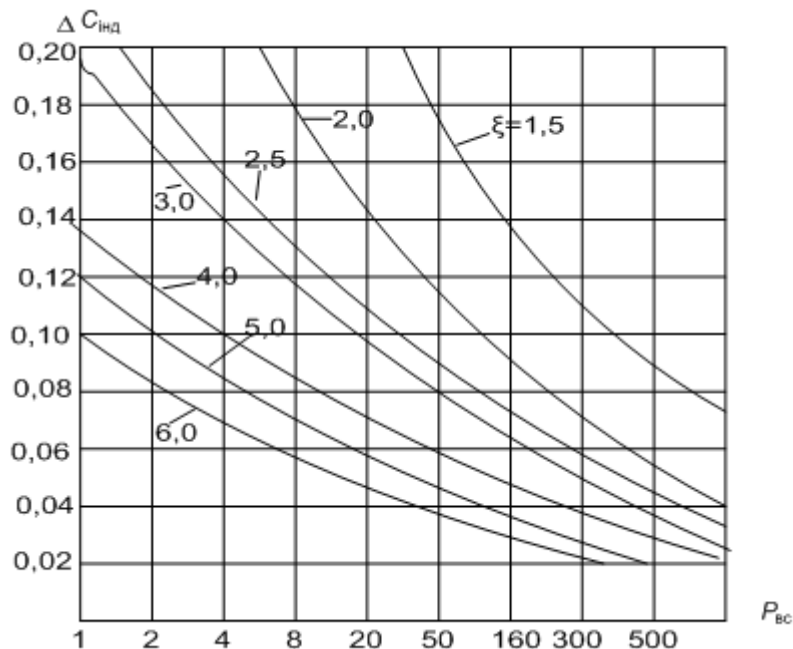


Рис. 10.13. Залежність $\Delta C_{\text{інд}}$ від $P_{\text{вс}}$

У загальному вигляді при проведенні енергетичних обстежень наявного устаткування витрати електроенергії на роботу одиничного компресора W_k (кВт·год) оцінюють шляхом проведення вимірювання добового навантаження чи за паспортними даними (для попередньої оцінки). При цьому використовують показник питомої витрати електроенергії на виробництво 1 м^3 повітря та врахування робочого часу.

$$W_{\text{комп}} = \frac{H \cdot Q \cdot 60 \cdot \tau}{\eta_k \cdot \eta_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{д}}}, \quad (10.7)$$

де H – питома втрата електроенергії, необхідної на стиснення 1 м^3 повітря, кВт/м³; Q_k – продуктивність компресора (визначається за паспортом чи звітом з налагодження), м³/хв; τ – кількість годин роботи компресора за розрахунковий період, год; η_k – ККД компресора (для поршневих $0,6 \div 0,8$; для турбокомпресорів $0,6 \div 0,7$); $\eta_{\text{п}}$ – ККД передачі ($0,95 \div 0,97$); $\eta_{\text{д}}$ – ККД електродвигуна ($0,95 \div 0,97$).

Для компресорної станції з n компресорів витрати електроенергії $W_{\text{ст}}$ складають, кВт·год:

$$W_{\text{ст}} = \sum_1^n W_{\text{комп}} + (1 + K_{\text{доп}}), \quad (10.8)$$

де $K_{\text{доп}} = \frac{N_{\text{всп}}}{N_{\text{уст}}}$ – питома частка встановленої потужності допоміжного

устаткування до встановленої потужності компресорів.

До допоміжного устаткування належать електродвигуни систем охолодження, змащення, приводів арматури, освітлення і вентиляція приміщень.

10.6. Системи керування роботою компресорів

З огляду на те, що сучасне підприємство має, як правило, компресорну станцію з декількома компресорами, одним із завдань забезпечення ефективної роботи системи стиснутого повітря є керування компресорами.

Основні системи керування компресорами такі:

- традиційне (таймерне) керування;
- плавне керування;
- прогнозоване переключення;
- ротаційна послідовність циклу;
- за вибором потужності;
- переключення компресорів;
- каскадне регулювання тиску.

10.6.1. Традиційне керування

При регулюванні за відсутністю навантаження, як показано на рис. 10.14, існують попередньо встановлені межі тиску, при яких компресор відключається від навантаження при підвищеному тиску і знову підключається до навантаження при зниженому тиску.

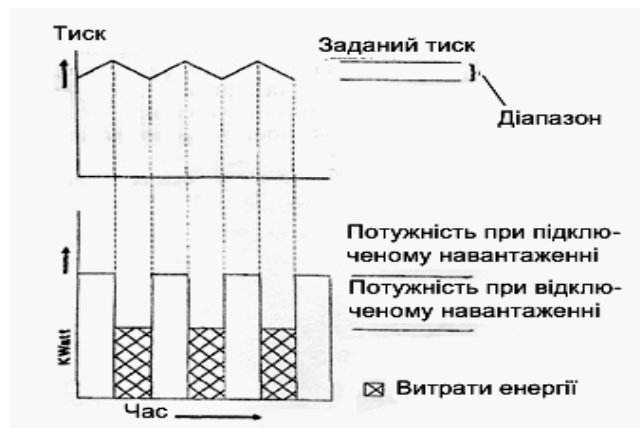


Рис. 10.14. Керування з обмеження роботи

Основний недолік: ненавантажений компресор, як і раніше, споживає 20–40 % номінальної потужності (тобто потужності при повному навантаженні) у випадку двопозиційного (релейного) керування і 70 % у випадку плавного регулювання.

Як правило, поршневі компресори, порівняно з еквівалентними пластинчастими чи гвинтовими моделями, більш ефективні при малих наван-

таженнях або на холостому ході. Інший важливий момент: у випадку плавного чи двопозиційного керування відбуватимуться часті циклічні переключення компресора, якщо не передбачити устаткування повітроприймача достатніх розмірів.

10.6.2. Традиційне керування з таймером «роботи двигуна»

Можливим способом скорочення тривалості періодів з відключеним навантаженням є установка таймера «роботи двигуна». Якщо певний компресор знаходиться у стані відключення від навантаження протягом часу, що перевищує попередньо установлене значення, електродвигун автоматично зупинятиметься. Часті зупинки і пуски можуть зашкодити електродвигуну, тому таймер повинен встановлюватися на період часу не менший 12 хвилин. Останнє пов'язано з тим, що більшість виробників рекомендує здійснювати не більше п'яти пусків електродвигуна в годину.

Компресор автоматично включається, коли з'являється навантаження. Як показано на рис. 10.15, таймер роботи двигуна сприятиме зменшенню споживання енергії, однак і в цьому випадку витрати енергії залишаються значними.

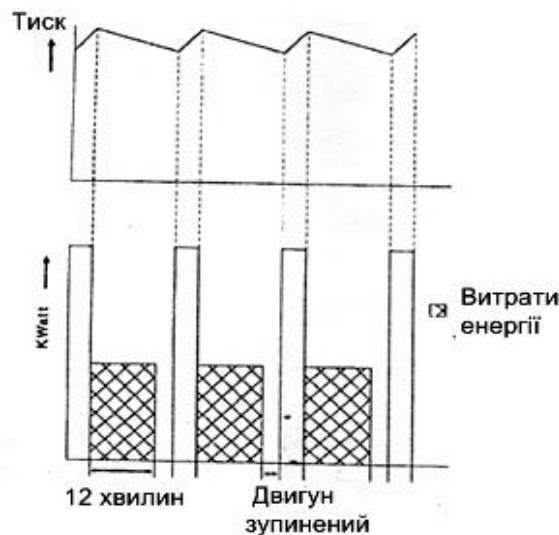


Рис. 10.15. Традиційне керування з таймером

10.6.3. Плавне та прогнозоване керування

Традиційно найбільш поширеними формами керування є плавне або двопозиційне керування. Плавність досягається регулюванням відкриття вхідного дросельного клапана. Двопозиційне (релейне) керування досягається шляхом повного відкриття клапана на вході або його повного закриття залежно від навантаження або за допомогою механічної взаємодії всмоктувальних клапанів на циліндрах низького і високого тиску.

При плавному керуванні для підтримання вихідного тиску на постійному попередньо встановленому рівні положення клапана регулюється у функції сигналу тиску. При відключенні від навантаження (у режимі холостого ходу) вхідний клапан повністю закривається, хоча електродвигун компресора продовжує працювати.

Робота з режимом плавного керування виключає роботу на холостому ходу. Однак у більшості ситуацій скорочення продуктивності повітря не супроводжується відповідним скороченням потужності електродвигуна. У деяких випадках потужність залишається практично постійною незалежно від продуктивності. Тому плавне керування повинне застосовуватися тільки в тих випадках, коли вимога сталості тиску повітря є абсолютно необхідною.

Подальше поліпшення раніше описаної традиційної системи керування може бути досягнуте шляхом реалізації прогнозованого переключення. Характер навантаження споживання прогнозується, завдяки чому електродвигун компресора може бути негайно відключений на початку періоду з низьким навантаженням. Це усуває витрати енергії при роботі компресора в ненавантаженому стані, що має місце в традиційній системі керування. В основу роботи системи такого типу покладено постійний контроль швидкості зміни тиску, що дозволяє прогнозувати необхідність включення або відключення компресора.

Прогнозоване переключення компресорів забезпечує найбільш ефективне рішення, однак вимагає досить складного вимірювання навантаження. З метою спрощення цього процесу застосовують ряд емпіричних пра-

вил, що забезпечують мінімізацію витрат енергії на виробництво стиснутого повітря, а саме:

- відключати двигун на початку наступного періоду без навантаження, якщо цей період досить тривалий;
- застосовувати ротаційну послідовність;
- погоджувати продуктивність і навантаження шляхом вибору компресора з найближчою потужністю;
- використовувати, якщо можливо, компресор у режимі двопозиційного, а не плавного пуску.

10.6.4. Ротаційна послідовність та підходи до вибору потужності компресора

У випадку великої кількості компресорів і досить стабільного навантаження застосовується метод ротаційної послідовності.

На рис. 10.16 порівнюються каскадний і ротаційний методи регулювання. На верхній схемі (каскадне регулювання) видно, що частина компресорів працює без навантаження, коли інша відключена. В той же час робота без навантаження пов'язана з витратою електроенергії.

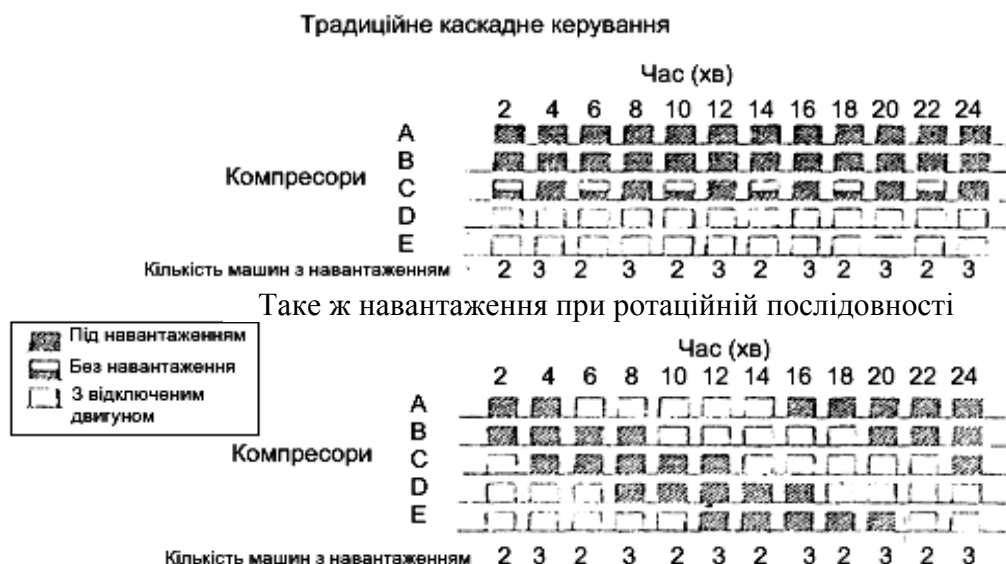


Рис. 10.16. Ротаційна послідовність

При ротаційному способі регулювання (нижня схема) мають місце компресори, які працюють без навантаження.

За наявності на підприємстві декількох компресорів різної потужності з точки зору ефективного використання енергії дуже важливим є вибір компресора, найбільш придатного для переважного (характерного) навантаження. При цьому потрібно враховувати відносну ефективність (ККД) окремих компресорів.

Для вибору найбільш придатного компресора ключовим фактором є постійний контроль щоденних коливань навантаження.

Є ряд загальних правил регулювання тиску в системах стиснутого повітря з метою забезпечення мінімізації витрат електроенергії, а саме:

- встановлювати тиск кінцевого користувача мінімально можливим;
- підтримувати мінімально можливий діапазон тисків при регулюванні за допомогою переключень, що вимагає застосування не електричних, а електронних перемикачів тиску;
- загальний діапазон тисків повинен бути, по можливості, мінімальним;
- регулювати діапазон тиску залежно від часу, що дозволить одержати значну економію, особливо за рахунок нічного періоду.

Забезпечення раціональної експлуатації системи стиснутого повітря можна досягти також за рахунок ряду конструктивних, організаційних і технологічних рішень, наприклад, таких як:

- зниження температури повітря на всмоктуванні компресора;
- здійснення резонансного наддуву в поршневих компресорах;
- зниження опору в мережі стиснутого повітря;
- зниження мінімального робочого тиску;
- підігрів стиснутого повітря перед передачею споживачам;
- зниження втрат через витоки і нераціональне використання споживачами;
- заміна стиснутого повітря іншими енергоносіями.

Нижче розглянуті найбільш ефективні заходи для впровадження у виробництво та експлуатацію систем стиснутого повітря.

10.7. Рекомендації щодо зниження втрат енергії

10.7.1. Зниження номінального робочого тиску компресорної установки

Споживачів стиснутого повітря загальновиробничої мережі, робота яких вимагає різних номінальних тисків, можна розділити на дві категорії:

- споживачі об'ємної витрати;
- споживачі постійного тиску.

Наприклад, для контрольно–вимірювальної апаратури потрібний низький тиск повітря, а для затискних і їм подібних пристроїв (прес, молоти) – високий; ливарне виробництво споживає повітря як на технологічне устаткування, так і на обдувку. Тобто, дуже важливе питання вибору оптимального тиску для системи стиснутого повітря, що безпосередньо пов'язано з економією електроенергії.

Витрати енергії при використанні завищеного тиску повітря в системі відносно номінального визначаються виразом (ΔW , кВт·год/рік):

$$\Delta W = \frac{1,1 \cdot (A_1 + A_2) \cdot Q_k \cdot 60}{3,6 \cdot 10^6 \cdot \eta_c \cdot \eta_m \cdot \eta_d \cdot \eta_i}, \quad (10.9)$$

де A_1, A_2 – робота стиснення 1 м³ свіжого повітря залежно від тиску, яка визначається за характеристикою компресора, Дж/м³; Q_k – подача компресора, м³/хв; τ – час роботи компресора, год. у рік; η_c, η_d – ККД електричної мережі та електродвигуна (0,8÷0,99); η_m – ККД компресора механічний (0,85÷0,95); η_i – індикаторний ККД (0,83÷0,87); 1,1 – коефіцієнт, що враховує додаткові витрати електроенергії через знос устаткування компресора і додаткове електрообладнання.

Одним зі способів регулювання тиску є каскадне регулювання.

10.7.2. Каскадне регулювання тиску

Найнижчий тиск у компресорній визначається мінімальним тиском, необхідним для найбільш важливої одиниці устаткування, що у багатьох

випадках становить 0,58 МПа. Щоб його забезпечити, тиск у компресорній (тобто тиск у системі регулювання) повинен бути, наприклад, на 0,07 МПа вище за цю величину для компенсації витрат тиску в лінії у критичній точці розподільної мережі. Крім того, такий низький припустимий тиск у системі регулювання компресора повинен враховувати випадки, коли втрата повітря найвища і, отже, витрати на розподіл також найвищі.

Розглянемо роботу компресорної, яка складається з чотирьох компресорів.

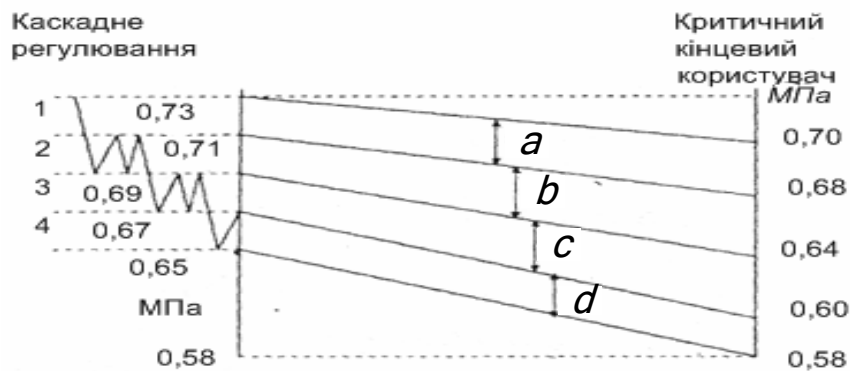


Рис. 10.17. Типовий випадок каскадного регулювання тиску:

a – компресор № 1 вкл/відкл від навантаження; *b* – компресор № 1 підключений до навантаження, компресор № 2 вкл/відкл від навантаження; *c* – компресор № 1 і 2 підключені до навантаження, компресор № 3 вкл/відкл від навантаження; *d* – компресор № 1, 2, 3 підключені до навантаження, компресор № 4 вкл/відкл від навантаження

При максимальних витратах усі чотири компресори будуть працювати так, як позначено у зоні *d* на рис. 10.17. У міру зниження споживання повітря тиск у трубопроводах компресорної буде зростати, і один компресор опиниться ненавантаженим. Якщо споживання знизиться ще більше, тиск перейде у зону *c*, де ще один компресор опиниться ненавантаженим, і так далі до зони *a*, в якій навантаження забезпечує тільки один компресор. Так виглядає типова система з каскадним регулюванням тиску. Завдяки властивостям перемикача тиску мінімальні діапазони регулювання становлять 0,02 МПа для кожного компресора, що дає дуже широкий загальний діапазон регулювання.

Незважаючи на певні переваги каскадного регулювання з мінімізації витрат енергії, він не позбавлений недоліків. Чим більше компресорів, тим вищими будуть втрати. Найбільш важливим критерієм, обов'язковим для виконання, є умова забезпечення необхідного тиску у кінцевого споживача. Цей критерій повинний виконуватися впродовж усього періоду роботи виробництва.

Як видно зі схеми на рис. 10.17, при роботі чотирьох компресорів діапазон перевищення тиску дорівнює 0,15 МПа ($0,73 \div 0,58$) і складається з витрат, пов'язаних з переключенням тиску $4 \cdot 0,02$ МПа, і витрат мережі 0,07 МПа, тобто 0,15 МПа або 25 %. При малих витратах повітря за рахунок втрат у мережі (0,07 МПа і втрат при переключенні 0,02 МПа) сумарні втрати становлять 15 % від необхідного тиску.

10.7.3. Витрати електроенергії від зниження ККД компресора порівняно з паспортним

При тривалій роботі компресора через знос деталей знижується ККД, що призводить до додаткових втрат електроенергії, які становлять:

- для поршневих машин, кВт·год

$$\Delta W = \frac{\kappa \cdot A \cdot Q_{\kappa} \cdot 60}{3,6 \cdot 10^6 \cdot \eta_d} \cdot \frac{(\eta_{\kappa} - \eta_{\kappa.ф})}{\eta_{\kappa} \cdot \eta_{\kappa.ф}}, \quad (10.10)$$

де $\kappa = 1,1 \div 1,2$ – коефіцієнт запасу потужності; $\eta_{\kappa.ф}$ – фактичний ККД компресора, що визначається з виразу:

$$\eta_{\kappa.ф} = \frac{\kappa \cdot A \cdot Q_{\kappa} \cdot 60}{3,6 \cdot 10^6 \cdot \eta_i \cdot \eta_d \cdot N_{\phi}},$$

де $N_{\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi}{1000}$ – фактична потужність, споживана електродвигуном компресора з мережі, кВт (визначається за результатами вимірювань або аналітично); U – напруга мережі, В; I – фактичний струм, споживаний

компресором, А; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності електродвигуна компресора;

- для осьових машин (турбокомпресорів) перевитрата електроенергії від зниження ККД, кВт·год, визначається як:

$$\Delta W = \frac{L_{\text{із}} \cdot Q_{\text{к}} \cdot 60}{3,6 \cdot 10^6} \cdot \frac{\eta_{\text{і}} - \eta_{\text{із,ф}}}{\eta_{\text{і}} - \eta_{\text{із,ф}}}, \quad (10.11)$$

де $L_{\text{із}}$ – робота ізотермічного стиснення, Дж/м³; $\eta_{\text{із}}, \eta_{\text{к,ф}}$ – ізотермічний ККД циклу стиснення, номінальний (паспортний) і фактичний, що дорівнює $\eta_{\text{із,ф}} = \frac{L_{\text{із}} \cdot Q_{\text{к}} \cdot 60}{3,6 \cdot 10^6 \cdot \eta_{\text{д}}}$.

10.7.4. Вплив температури стиснутого повітря

Вплив температури стиснутого повітря на конкретних ділянках системи приводить до різного ефекту. Тому температура стиснутого повітря в проміжних холодильниках, наприклад, не повинна перевищувати +60 °С для поршневих компресорів і +70 °С для турбокомпресорів. Зниження температури стиснутого повітря в проміжних холодильниках на кожні 6 °С призводить до економії електроенергії приблизно на 1 %. Перепад між температурою стиснутого повітря на виході з холодильника і водою, яка охолоджує, не повинен перевищувати 5–10 °С. Його збільшення до 20 °С призводить до перевитрати електроенергії до 14 % при рівних інших умовах.

Перевитрату електроенергії (ΔW , кВт·год/рік) при перевищенні температури повітря на виході з проміжного холодильника можна визначити таким чином:

- для поршневого компресора:

$$\Delta W = \frac{[N_{\text{ф}} \cdot (t - 60) \cdot 0,01] \cdot \tau}{6}, \quad (10.12)$$

де t – температура повітря на виході з проміжного холодильника, °С; N_{ϕ} – потужність, фактично споживана електродвигуном, кВт;

- для турбокомпресора:

$$\Delta W = \frac{[N_{\phi} \cdot (t - 70) \cdot 0,01] \cdot \tau}{7}. \quad (10.13)$$

Перевитрата електроенергії при збільшенні перепаду температури охолодженої води визначається (з умови 0,7 % на кожен градус) як

$$\Delta W = 0,007 \cdot [(t_{\text{пов}} - t_{\text{H}_2\text{O}}) - 10] \cdot \tau \cdot N_{\phi}, \quad (10.14)$$

де $t_{\text{пов}}$ – температура повітря після проміжного холодильника, °С; $t_{\text{H}_2\text{O}}$ – температура охолодженої води на виході.

Зниження температури повітря на всмоктуванні в компресор. Місце забору повітря для компресора повинно знаходитися поза зоною підвищеної запиленості, бути віддаленим від цехів, будівель і стін з великим тепловиділенням. Прокладання всмоктувального трубопроводу необхідно здійснювати в затінених місцях, на північній стороні будинків. У випадку проходження всмоктувального повітропроводу через зону підвищеного тепловиділення його потрібно ізолювати аж до штучного охолодження.

Результати проведених досліджень свідчать, що зниження температури повітря на всмоктуванні на кожні 4 °С знижує енергоспоживання на 1 %.

Підвищення температури стиснутого повітря перед передачею споживачам. Одним з напрямків зниження енерговитрат є підігрів стиснутого повітря перед передачею споживачам, що підвищує його тиск перед і, отже, дозволяє заощаджувати витрати на електроенергію.

Річна економія електроенергії ΔW (кВт·год/рік) може бути визначена з виразу:

$$\Delta W = 0,22 \cdot Q \cdot \Delta T_{\text{cp}} \cdot W_0 \cdot \tau, \quad (10.15)$$

де Q – витрата стиснутого повітря, м³/хв; ΔT_{cp} – середнє підвищення температури повітря, °С; W_0 – питома витрата електроенергії на вироблення

1 м^3 стиснутого повітря, $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^3$; τ – кількість годин роботи компресора на рік, год.

Підігрів стиснутого повітря перед передачею споживачам до 150°C може бути здійснений за рахунок вторинних енергоресурсів. При цьому економія електроенергії може скласти 15–20 %, а при нагріванні до 50°C – 10 %.

10.7.5. Резонансне наддування поршневих компресорів

Особливістю роботи поршневих компресорів є наявність у поршні змінної швидкості, яка змінюється від 0 до \max та від \max до 0, що створює коливання повітря. З іншого боку, всмоктувальна система компресора має власну частоту коливань. При збігу або кратності частоти коливань стовпа повітря з власною частотою всмоктувального повітропроводу настає резонанс, при якому з'являються стоячі хвилі, що підвищують тиск повітря перед клапаном. За рахунок цього ефекту наповнення циліндрів збільшується і продуктивність зростає.

Для досягнення резонансу найчастіше використовують систему «ємкість – труба – ємкість вторинна – труба вторинна» (рис. 10.18).

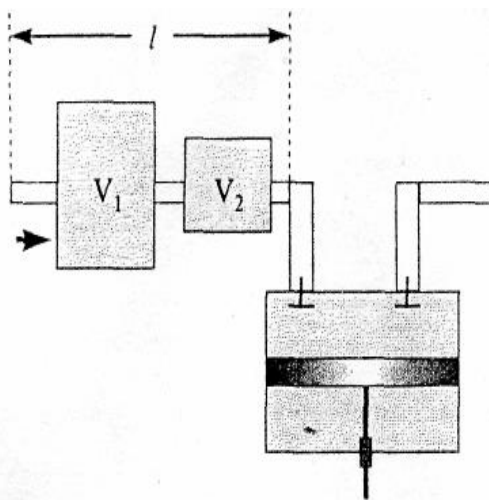


Рис. 10.18. Схема резонансного наддування

Необхідна резонансна довжина всмоктувального трубопроводу визначається виразом

$$l = \frac{\lambda}{4},$$

де λ – довжина звукової хвилі, яка дорівнює $\lambda = \frac{a}{\nu}$, м; a – швидкість звуку

в повітрі (при $t = 20$ °С дорівнює 344 м/с); $\nu = \frac{n_{\text{в}}}{60}$, Гц – частота обертів вала компресора, об/хв.

Після перетворення формула резонансної довжини всмоктувальної ділянки системи матиме вигляд

$$l = \frac{a \cdot 60}{n_{\text{в}} \cdot 4} = \frac{344 \cdot 15}{n_{\text{в}}} = \frac{5160}{n_{\text{в}}} \text{ м.}$$

Наявність резонансного наддування підвищує продуктивність компресора на 5÷8 % при одночасному зниженні втрат електроенергії на 5 %.

Втрати електроенергії при відхиленні довжини всмоктувальної ділянки від резонансної становлять $\Delta W = 0,05 \cdot N_{\text{ф}} \cdot \tau$ кВт · год.

10.8. Контроль параметрів під час проведення енергоаудиту системи стиснутого повітря

При проведенні енергоаудиту системи стиснутого повітря необхідно ознайомитися з:

- технічною документацією устаткування;
- системою контролю керуванням електроприводом компресора, яка поділяється на чотири категорії:

а) контроль включення (відключення) – використовується, головним чином, на невеликих поршневих компресорах. При досягненні заданого тиску $P_{\text{к}}$ зупиняється, а при падінні до визначеного рівня $P'_{\text{к}}$ включається знову. Контроль здійснюється за допомогою електроконтактного манометра;

б) контроль з навантаженням/без навантаження – використовується у великих поршневих компресорах. Коли досягнутий необхідний рівень тиску P_k , використовують клапани, які дозволяють поршням рухатися без подачі в приймальний пристрій стиснутого повітря. Цей метод дозволяє заощадити значну кількість електроенергії у випадку, коли електродвигун включається, хоча компресор ще використовує енергію, працюючи без навантаження;

в) контроль з повним/половинним навантаженням/без навантаження – є підваріантом попереднього в разі необхідності зниження рівня вироблення стиснутого повітря;

г) контроль повного регулювання – застосовується при роботі з роторними, гвинтовими і турбокомпресорами. Дозволяє забезпечити виробництво повітря відповідно до попиту: для цього звичайно регулюється робочий об'єм циліндрів чи гвинта турбіни, хоча на деякому устаткуванні використовуються електродвигуни із змінною швидкістю:

- визначити (за даними на таблиці) потужність електродвигуна;
- визначити коефіцієнт середнього навантаження. Для цього виміряється час роботи на різних стадіях контрольного режиму (протягом 20–30 хв) або за даними виробника і фактичної потужності електродвигуна. Результати заносяться в таблицю.

Із записів у робочих журналах визначається тривалість роботи компресора протягом року. Результати заносяться в табл. 10.4.

Таблиця 10.4 – Рівень завантаження компресора

Рівень завантаження	Секунди	%	N_{ϕ}	Стиснуте повітря, м ³
Повне завантаження				
Половинне завантаження				
Без завантаження				
Всього				

- визначається середньозважене споживання електроенергії за цикл роботи компресора:

$$N_{\text{ср}} = \frac{N_{\text{фпн}} \cdot \tau_{\text{пн}} + N_{\text{ф1/2н}} \cdot \tau_{1/2\text{н}} + N_{\text{ф0н}} \cdot \tau_{0\text{н}}}{\tau_{\text{пн}} + \tau_{1/2\text{н}} + \tau_{0\text{н}}}. \quad (10.16)$$

Аналогічно можна визначити середньозважену норму виробітку повітря.

10.9. Рекомендації щодо раціональної експлуатації системи стиснутого повітря

Для раціональної експлуатації системи стиснутого повітря необхідно:

- у компресорах, які перебувають в експлуатації, кільцеві чи дискові клапани доцільно замінити на прямооточні, що дозволяє знизити питому витрату електроенергії на 13–15 % з одночасним підвищенням продуктивності компресора до 10 %;
- у поршневих компресорах заміна чавунних поршневих кілець на кільця і сальники з антифрикційних матеріалів знижує питому витрату електроенергії на 3 кВт/год на кожні 1000 м³;
- ефективність гвинтових компресорів можна підвищити за рахунок удосконалювання масляних охолоджувачів, де витрачається до 20–30 % споживаної електроенергії;
- підтримка температури на виході з компресорів: поршневих – 125 °С; турбокомпресорів – 150 °С. При подальшому використанні цього тепла (як вторинних енергоресурсів) підвищується енергетичний ККД компресора;
- установлення додаткових ресиверів на вході в цехах з різкозмінним навантаженням по стиснутому повітря (може дати економію до 20 %);
- установлення автономних компресорів для споживачів, віддалених на значну відстань;
- установлення автоматичних маслотовловлювачів (дозволяє значно знизити витрати і виключити ручне продування);

- зниження тиску до оптимального в системі стиснутого повітря (по можливості);
- розділення повітропроводів високого і низького тиску (для відповідних споживачів);
- періодичний контроль повітряних ліній з метою виявлення і установа витоків;
- чищення повітрозабірних решіток;
- заміна стиснутого компресорного повітря на вентилятори високого тиску;
- заміна стиснутого повітря на інші енергоносії.

Приклад

На підприємстві встановлений компресор типу ВП–2018, продуктивність $Q_k = 20 \text{ м}^3/\text{хв}$, тиск на вихлопі – 0,9 МПа. Індикаторний ККД компресора – $\eta_i = 0,75$, ККД електродвигуна – 0,95, ККД передачі (муфти) – 0,98, питома витрата – 0,1 кВт/м³.

У результаті обстеження роботи компресора виявлено:

1) цикл роботи компресорів:

з повним навантаженням – $\tau_n = 385 \text{ с}$, $Q_k = 20 \text{ м}^3/\text{хв}$, $N_\phi = 112 \text{ кВт}$;

з половинним навантаженням $\tau_{1/2} = 410 \text{ с}$, $Q_k = 9 \text{ м}^3/\text{хв}$, $N_\phi = 56 \text{ кВт}$;

без навантаження – $\tau_0 = 105 \text{ с}$, $Q_k = 0 \text{ м}^3/\text{хв}$, $N_\phi = 35 \text{ кВт}$;

тривалість циклу – 900 с;

2) мають місце свищі, сумарний еквівалентний діаметр яких становить 40 мм;

3) температура стиснутого повітря на виході з компресора – 67 °С;

4) індикаторний ККД компресора в результаті вимірювань – 0,65.

Для умов прикладу та отриманих у результаті обстеження системи необхідно розв'язати такі задачі.

Задача 1

Споживання електроенергії за рік компресорним блоком з двох компресорів ВП–2018 з однаковим циклом роботи і часом роботи в році 7800

годин, якщо $\eta_i = 0,65$ для одного компресора і $\eta_i = 0,72$ для іншого компресора. Потужність додаткового устаткування – 4,5 кВт.

Задача 2

Перевитрату електроенергії за рахунок витоків через свищі при еквівалентному діаметрі свищів 40 мм.

Задача 3

Перевитрату електроенергії за рахунок підвищення температури стиснутого повітря в проміжних холодильниках до 67 °С.

Задача 4

Перевитрату електроенергії через зниження ККД з 0,75 до 0,65.

Контрольні запитання до глави 10

1. Типи компресорів та особливості їх роботи.
2. Навести зображення процесу теоретичного і реального поршневого компресора в координатах PV .
3. Для чого застосовується багатоступінчасте стиснення? Що таке ступінь стиснення?
4. Назвіть основні джерела витрат електроенергії, які виникають у системі всмоктування компресора і методи їх зниження.
5. Перелічіть основні джерела витрат у розподільній мережі і методи їх зниження.
6. Для чого застосовується багатоступінчасте стиснення? Що таке ступінь стиснення?
7. Перелічіть основні джерела витрат у розподільній мережі і методи їх зниження.
8. Перелічіть технічні рішення, що підвищують енергоефективність роботи компресора.

Список літератури до глави 10

1. Черкасский В.М. Насосы, вентиляторы, компрессоры // В.М. Черкасский. – М. : Энергоиздат, 1984. – 216 с.
2. Теплотехнический справочник : у 2 т ; под общ. ред. В.Н. Юренева, П.Д. Лебедева. – М. : Энергия, 1975.
3. Від виробництва до ефективного використання енергії : посібник для вчителів ; під заг. ред. А.В. Праховника. – К., 1999.
4. Энергетический менеджмент ; под общ. ред. А.В. Праховника. – К. : МОНУ, НТУ «КПИ», ИЭЭ, 2001.
5. Черняев А.В. Основы теплотехники и гидравлики / А.В. Черняев, И.К. Бессребников. – М. ; Л. : Энергия, 1982. – 436 с.
6. Копытов Ю.В. Экономия электроэнергии в промышленности: справочник / Ю.В. Копытов, Б.А. Цупанов. – М. : Энергия, 1982. – 123 с.
7. Методика визначення неефективного використання паливно-енергетичних ресурсів. Затв. Наказом Держкоменергозбереження від 26.10.2001 р. за № 113 та від 27.11.2001 р. № 123, 2001 р. 91 с.
8. Маляренко В.А. Энергосбережение и энергетический аудит : учебное пособие / В.А. Маляренко, И.А. Немировский ; под ред. В.А. Маляренко. – Х. : ХНАГХ, 2008. – 253 с.

ГЛАВА 11. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

11.1. Втрати електроенергії в мережах

Втрати електроенергії в мережах (включаючи трансформатори) складають у середньому 4–7 % від загального обсягу споживаної підприємством електроенергії і залежать від багатьох факторів, зокрема:

- рівня електричного навантаження підприємства;
- конфігурації і розмежування загальнозаводських і внутрішньоцехових мереж, їх перетину і довжини;
- режиму роботи трансформаторів;
- значення середньозваженого коефіцієнта потужності підприємства;
- місця установлення компенсаційних пристроїв.

11.1.1. Втрати електроенергії в лініях електропередач

Втрати електроенергії в електричних мережах підприємств ΔE_m складаються з втрат електроенергії в цехових $\Delta E_{ц}$ і загальнозаводських $\Delta E_з$ мережах, трансформаторних підстанцій ΔE_T

$$\Delta E_m = \Delta E_{ц} + \Delta E_з + \Delta E_T \quad (11.1)$$

Для визначення втрат, кВт·год, можна застосовувати наступне вираження:

$$\Delta E_m = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R \cdot \tau_n \cdot 10^{-3}, \quad (11.2)$$

де I_{\max} – максимальний струм навантаження, А; R – активний опір лінії або кабелю, Ом; τ_n – час роботи лінії в рік, годину.

Можна скористатися виразом

$$\Delta E_c = \frac{P_{cp}^2 \cdot R}{U^2 \cdot \cos^2 \phi} \cdot K^2 \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (11.3)$$

де $P_{\text{cp}} = \frac{W_a}{t}$ – середня фактична активна потужність лінії за відрізок часу t , кВт; $R = \rho \frac{L}{q_{\text{л}}}$ – активний опір лінії або кабелю, Ом; ρ – питомий опір, (Ом·мм²)/м; L – довжина лінії, м; $q_{\text{л}}$ – переріз лінії; U^2 – напруга на початку лінії, кВ; $\cos \phi$ – середньозважений коефіцієнт потужності за час τ , що відповідає середньому навантаженню; $K = 1,05 \div 1,1$ – коефіцієнт запасу; τ – час роботи лінії під напругою за проміжок часу, год.

Один з можливих варіантів економії електроенергії – переведення мережі на більш високу напругу. Економія електроенергії в цьому випадку визначиться виразом, кВт·год:

$$\Delta E = 0,003 \cdot \rho \cdot L \cdot t \cdot \left(\frac{I_1^2}{q_1} - \frac{I_2^2}{q_2} \right), \quad (11.4)$$

де I_1 і I_2 – середнє значення струму при нижчій і вищій напрузі, А; q_1 і q_2 – питомий опір матеріалу проводу при температурі 20 °С (для алюмінію 0,026÷0,029, для міді 0,0175÷0,018, для сталі 0,01÷0,14), (Ом·мм²)/м.

При заміні проводів на проводи іншого перерізу (реконструкція без заміни матеріалу) економію електроенергії, кВт·год, можна розрахувати як

$$\Delta E = 0,003 \cdot I^2 \cdot \left(\frac{\rho_1 L_1}{q_1} - \frac{\rho_2 L_2}{q_2} \right) \cdot t. \quad (11.5)$$

Включення під навантаження резервних ліній знижує втрати в два рази при однакових параметрах основної і резервної лінії.

Втрати електроенергії в мережах за рахунок низького коефіцієнта потужності від $\cos \phi_1$ до $\cos \phi_2$ визначаються виразом:

$$\Delta E = K_e \cdot A \cdot \left[1 - \left(\frac{\cos \phi_1}{\cos \phi_2} \right)^2 \right], \quad (11.6)$$

де A – споживання активної енергії за розрахунковий період кВт·год/рік;
 K_e – економічний еквівалент реактивної потужності, що визначає скільки кіловат необхідно для вироблення і розподілу 1 кВар (його орієнтовно приймають: при живленні через три трансформатори 0,12; при живленні через два трансформатори 0,08; при живленні через один трансформатор 0,05; при живленні генераторним навантаженням 0,02); $\operatorname{tg}\varphi = Q/P$.

11.2. Втрати електроенергії в силових трансформаторах

Робота силових трансформаторів характеризується наявністю втрат, що збільшуються в періоди неробочого часу, в основному через зростання втрат холостого ходу (активні втрати потужності трансформатора в сталі, кВт) і зниження навантаження відносно номінального за рахунок збільшення споживання реактивної енергії (активні втрати в міді обмотки трансформатора).

Для розрахунку втрат електроенергії в трансформаторах необхідні такі вихідні дані:

- номінальна потужність трансформатора, S_n , кВт;
- втрати холостого ходу (хх) при номінальній напрузі, ΔP_{xx} , кВт;
- втрати короткого замикання (кз) при номінальному навантаженні $\Delta P_{кз}$, кВт;
- кількість електроенергії (E_a , кВт·год; E_p , кВар·год), обчисленої за розрахунковий період за лічильниками, які встановлюються на стороні високої напруги знижувального трансформатора;
- повна кількість годин роботи трансформатора τ_n , що приймається за: квітень, червень, вересень, листопад – 720 годин на місяць; лютий – 672 години на місяць (696 годин у високосний рік), в інші місяці – 744 години на місяць;
- кількість годин роботи трансформатора на номінальному навантаженні $\tau_{роб}$, яке приймається: при однозмінному режимі роботи – 200 годин, при двозмінному – 450 годин, при тризмінному – 700 годин на місяць.

На підставі цих даних визначаються середньозважений коефіцієнт потужності та $\cos \varphi$ (зі співвідношення $\operatorname{tg} \varphi = E_p/E_a$).

У тих випадках, коли відсутні лічильники реактивної енергії замість $\cos \varphi$ приймають фактичний коефіцієнт ступеня компенсації реактивної потужності, який використовують для розрахунків за компенсацію реактивної потужності: $\operatorname{tg} \varphi = Q_m/P_m$, який переводиться у вираз $\cos \varphi_n \approx \cos \varphi_{cp}$

Коефіцієнт навантаження трансформатора

$$K_n = \frac{E_a}{S_n \cdot \tau_n \cdot \cos \varphi_{cp}}. \quad (11.7)$$

Витрати електроенергії в трансформаторах

$$\Delta E = \Delta P_{xx} \cdot \tau_n + \Delta P_{кз} \cdot K_n^2 \cdot \tau_{роб}. \quad (11.8)$$

Даний розрахунок стосується двообмоткових трансформаторів.

Для триобмоткових трансформаторів необхідно додатково мати ще такі паспортні дані:

- номінальну потужність обмоток вищої, середньої і нижчої напруг: $S_{сн} = S_n$; $S_{сн}$; $S_{нн}$ (визначаються у відсотках від номінальної потужності), кВа;
- втрати короткого замикання обмоток високої, середньої, і низької напруги при повному навантаженні обмоток: $\Delta P_{вн}$; $\Delta P_{сн}$; $\Delta P_{нн}$, кВт.

Фактична кількість електроенергії, що пройшла через обмотки, дорівнюватиме, кВт·год:

$$E_{вн} = E_{сн} + E_{нн},$$

Коефіцієнт навантаження кожної обмотки трансформатора визначається з виразів:

$$K_{вн} = \frac{E_{авн}}{S_{вн} \cdot \tau_n \cdot \cos \varphi_{срвн}}, \quad K_{сн} = \frac{E_{асн}}{S_{сн} \cdot \tau_n \cdot \cos \varphi_{срсн}}, \quad K_{нн} = \frac{E_{анн}}{S_{нн} \cdot \tau_n \cdot \cos \varphi_{срнн}} n,$$

а витрати електроенергії з виразу:

$$\Delta E = \Delta P_{xx} \cdot \tau_{\Pi} \cdot (\Delta P_{BH}^{K3} \cdot K_{BH}^2 + \Delta P_{CH}^{K3} \cdot K_{CH}^2 + \Delta P_{HH}^{K3} \cdot K_{HH}^2) \cdot \tau_{роб}. \quad (11.9)$$

11.2.1. Економічний режим роботи трансформатора

Економічний режим роботи трансформаторів передбачає також оцінку кількості одночасно працюючих трансформаторів, які забезпечують мінімум втрат електроенергії в них.

У тому випадку, коли підстанції обладнані однотипними трансформаторами однакової потужності, кількість одночасно включених трансформаторів обумовлюється такими чинниками:

- при збільшенні навантаження підключення $(n+1)$ -го трансформатора економічно доцільно, щоб коефіцієнт навантаження робочих трансформаторів досягав значення

$$K_H \geq \sqrt{\frac{n+1}{n}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{xx} + K_e \cdot \Delta Q_{xx}}{\Delta P_{K3} + K_e \cdot \Delta P_{K3}}}, \quad (11.10)$$

- при зниженні навантаження економічно доцільно відключати один із трансформаторів, коли коефіцієнт навантаження досягає значення

$$K_H \leq \sqrt{\frac{n+1}{n}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{xx} + K_e \cdot \Delta Q_{xx}}{\Delta P_{K3} + K_e \cdot \Delta P_{K3}}}, \quad (11.11)$$

де n – кількість одночасно включених трансформаторів; ΔP_{xx} – втрати холостого ходу трансформатора за паспортом, кВт; ΔP_{K3} – втрати короткого замикання трансформатора за паспортом, кВт; $\Delta Q_{xx} = S_n I_{xx}/100$ – реактивні втрати холостого ходу трансформатора, кВар; $\Delta Q_{K3} = S_n \cdot U_{K3}/100$ – реактивні втрати короткого замикання, кВар; S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА; I_{xx} – струм холостого ходу трансформатора (за паспортом), %; U_{K3} – напруга короткого замикання трансформатора (за паспортом), %; K_e – коефіцієнт втрат, кВт/кВар.

При наявності на підстанції двох та більше трансформаторів різної потужності доцільно мати криві залежності втрат від навантаження. Приведені втрати потужності для побудови цих кривих визначаються виразом

$$\sum \Delta P = n (\Delta P_{xx} + K_e \Delta Q_{xx}) + (\Delta P_{кз} + K_e \Delta Q_{кз}) K_e^2 / n. \quad (11.12)$$

Таблиця 11.1 – Коефіцієнт зміни втрат в трансформаторах [1]

Характеристика трансформатора та системи електропостачання	Коефіцієнт зміни витрат K_e , кВт/кВар	
	K_e в години максимуму енергосистеми	K_e в години мінімуму енергосистеми
Трансформатори, які живляться безпосередньо від шин електростанцій	0,02	0,02
Мережні трансформатори, які живляться від електростанцій на генераторній напрузі	0,07	0,04
Знижувальні трансформатори 10/35/10 кВ, які живляться від районних мереж	0,1	0,06
Знижувальні трансформатори 10–6/0,4 кВ, що живляться від районних мереж 0,15	0,15	0,1

За побудованими кривими залежно від навантаження підстанції визначається режим роботи трансформаторів, а також необхідність підключення додаткового чи відключення одного з наявних.

11.3. Втрати електроенергії в електродвигунах

Втрати в електродвигунах складаються з:

- втрат у сталі, що залежать від напруги і є постійними для будь-якого конкретного електродвигуна незалежно від його завантаження;
- втрат у міді, пропорційних опору і квадрату струму навантаження;
- втрат на тертя й охолодження, що не залежать від навантаження;
- додаткових втрат, що залежать від навантаження.

Величина навантаження на робочу машину впливає на її ККД і на всі елементи привода. На рис. 11.1 наданий графік зміни ККД робочої машини, електродвигуна і сумарного ККД системи [1].

Як видно з графіка, зниження коефіцієнта навантаження на робочій машині призводить до зниження її ККД і є причиною перевитрати електроенергії.

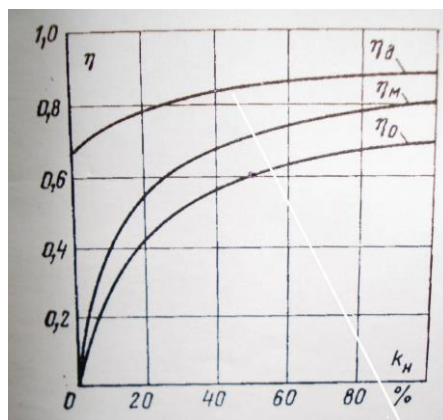


Рис. 11.1. Залежність ККД робочої машини η_m , електродвигуна η_d та всього агрегату η_0 від коефіцієнту навантаження K_n

11.3.1. Заміна незавантажених електродвигунів

Якщо при аналізі ефективності використання середнє навантаження електродвигунів становить менше 45 % від номінальної потужності, то вони потребують заміни на електродвигуни меншої потужності. В інтервалі між 45 % і 70 % для підтвердження доцільності заміни електродвигуна необхідно зробити відповідний розрахунок. При навантаженні на електродвигун 70 % і більше замінювати його недоцільно.

Сумарні втрати активної потужності можна визначити за допомогою виразу, кВт:

$$\Delta P_{\text{сум}} = [Q_{xx}(1 - k_n^2) + k_n^2 Q_n] k_e + \Delta P_{xx} + k_n^2 \Delta P_{\text{ан}}, \quad (11.13)$$

де $Q_{xx} = \sqrt{3} U_n I_{xx}$ — реактивна потужність, споживана з мережі при холостому ході, кВар; U_n — номінальна напруга, В; $I_{x.x.}$ — струм холостого ходу

електродвигуна, А; $k_n = P/P_n$ – коефіцієнт навантаження електродвигуна; P і P_n – середнє навантаження і номінальна потужність електродвигуна, кВт; $Q_n = P_n \tan \varphi_n / \eta_d$ – реактивна потужність електродвигуна при номінальному навантаженні, кВар; η_d – ККД двигуна при повному навантаженні; $\tan \varphi_n$ – похідна від номінального коефіцієнта потужності електродвигуна; k_e – коефіцієнт підвищення витрат (можна приймати за таблицею 11.1); ΔP_{xx} – втрати активної потужності при холостому ході електродвигуна, кВт; $\Delta P_{ан}$ – приріст витрат активної потужності в електродвигуні при навантаженні 100 %, кВт, і (або) аналогічно при дійсному навантаженні визначається виразом

$$\Delta P_{ан} = P_n \left(\frac{1 - \eta_d}{\eta_d} \right) \left(\frac{1}{1 + \gamma} \right), \quad (11.14)$$

де

$$\gamma = \frac{\Delta P_{xx}}{(1 - \eta_d) - \Delta P_{xx}}. \quad (11.15)$$

Значення η підставляється у вираз (11.15) для варіантів 100 % і фактичного навантаження відповідно.

При ухваленні рішення про заміну (установку електродвигуна меншої потужності) необхідно ретельно проаналізувати ситуації, пов'язані з вірогідним збільшенням навантаження надалі.

11.3.2. Обмеження холостого ходу робочих машин

Холостий хід устаткування з приводом від електродвигуна є також джерелом витрат електроенергії. З метою зниження витрат за умови, що холостий хід становить 10 с і більше, установлення автоматичних регуляторів холостого ходу завжди приводить до економії електроенергії.

На рис. 11.2 наведено діаграму, за допомогою якої можна оцінити економію електроенергії, тобто визначити економічну доцільність даного заходу [1].

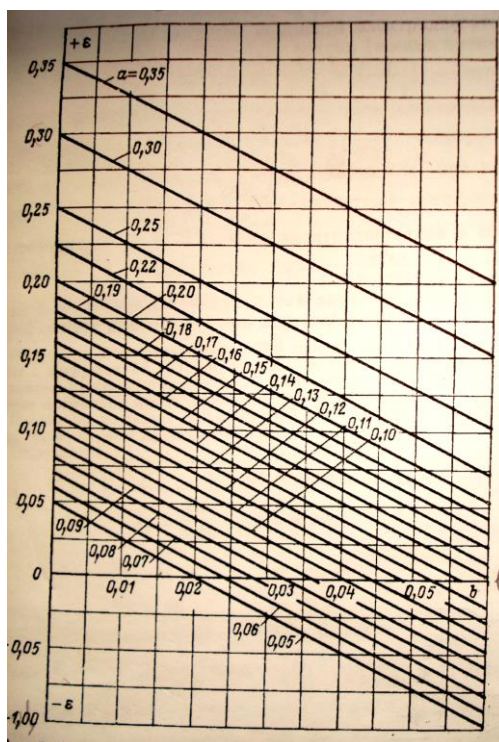


Рис. 11.2. Діаграма визначення ефективності застосування обмеження холостого ходу

Приклад

Електродвигун потужністю 125 кВт працює з навантаженням 70 кВт; його характеристики: $P_n = 125$ кВт, $U_n = 380$ В, $\eta_n = 0,92$, $\cos \varphi_n = 0,92$, $I_{xx} = 71$ А, $\Delta P_{xx} = 4,4$ кВт.

Перевірити доцільність заміни даного електродвигуна на двигун меншої потужності $P_n = 75$ кВт.

Приймаємо коефіцієнт підвищення втрат $k_e = 0,1$ (за табл. 8.1); його характеристики: $P_n = 75$ кВт, $U_n = 380$ В, $\eta_n = 0,91$, $\cos \varphi_n = 0,92$, $I_{xx} = 42,6$ А, $\Delta P_{xx} = 3,2$ кВт.

Визначимо втрати в базовому варіанті:

$$Q_{xx} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 71 \cdot 10^{-3} = 46,6 \text{ кВар};$$

$$Q_n = (125 \cdot 0,426) : 0,92 = 58 \text{ кВар};$$

$$K_n = 70/125 = 0,7;$$

$$\gamma = 4,4/(100 - 92) - 4,4 = 1,22;$$

$$\Delta P_{a.n} = 125 \cdot (1 - 0,92)/0,92 (1 + 1,22) = 4,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{\text{сум}} = [46,6 (1 - 0,7^2) + 0,7^2 \cdot 58] \cdot 0,1 + 4,4 + 0,7^2 \cdot 4,9 = 11,99 \text{ кВт}.$$

Для електродвигуна, що планується на заміну:

$$Q_{xx} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 42,6 = 27,9 \text{ кВар};$$

$$Q_n = (125 \cdot 0,426) : 0,91 = 35 \text{ кВар};$$

$$K_n = 70/75 = 0,93;$$

$$\gamma = 3,2/(100 - 91) - 3,2 = 0,57;$$

$$P_{a.n} = 75 \cdot (1 - 0,91)/0,91(1 + 0,57) = 4,36 \text{ кВт};$$

$$\Delta P''_{\text{сум}} = [27,9 (1 - 0,93^2) + 0,93^2 \cdot 35] \cdot 0,1 + 3,2 + 0,93^2 \cdot 4,36 = 10,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta P = \Delta P'_{\text{сум}} - \Delta P''_{\text{сум}} = 11,99 - 10,4 = 1,59 \text{ кВт}.$$

У результаті заміни електродвигуна отримаємо зниження втрат активної потужності в електродвигуні і мережах 1,59 кВт

11.4. Витрати електроенергії у електрозварювальних апаратах

Витрата електроенергії на зварювання знаходиться за формулою, кВт·год

$$E_{\text{св}} = \frac{U \cdot J \cdot T}{\eta \cdot 1000} + P_{xx} (\tau - T), \quad (11.16)$$

де U – напруга зварювальної дуги, приймається на підставі технологічного режиму, В; J – сила струму (знаходиться за результатами вимірювань або за технологічним режимом), А; T – час горіння дуги, год; η – ККД трансформатора (за паспортними даними); P_{xx} – потужність холостого ходу джерела енергії дуги (знаходиться дослідним шляхом. При зварюванні на змінному струмі витрата електроенергії на холостому ходу незначна і її можливо не враховувати), кВт; τ – повний час роботи джерела дуги (знаходиться з розрахунків), год.

Час горіння дуги для наплавки 1 кг металу, год, знаходять за формулою:

$$T = \frac{1000}{j \cdot k_n}, \quad (11.17)$$

де k_n – коефіцієнт наплавки, тобто кількість металу в грамах, наплавленого за 1 годину горіння дуги при $J=1$ А (при електрозварюванні на змінному струмі електродами з товстим покриттям $k_n=6-18$ г/(А·год), при автоматичному електрозварюванні під флюсом $k_n=11-24$ г/(А·год)).

Витрати електроенергії при ручному дуговому електрозварюванні, кВт·год, розраховується на 1 кг наплавленого металу за формулою:

$$E_p = \frac{U \cdot C_x}{\eta \cdot k_n}, \quad (11.18)$$

де C_x – коефіцієнт, який враховує втрати холостого ходу джерела напруги (при змінному струмі та при підключенні апарата через зварювальний трансформатор та відключенні його на холостому ходу коефіцієнт C_x може бути прийнятим рівним 1; у разі роботи з постійним струмом $C_x=1,17$).

Вага наплавленого металу, кг, підраховується за формулою:

$$P_n = F \cdot L \cdot \gamma, \quad (11.19)$$

де F – площа перерізу шва, см²; L – довжина шва, см; γ – питома вага наплавленого металу (для маловуглецевих сталей $\gamma=7,8$ г/см³).

Таблиця 11.2 – Питома витрата електроенергії при ручному дуговому електрозварюванні, автоматичному та напівавтоматичному, електрошлаковому зварюванні

Род струму та засіб зварювання	Питомі витрати електроенергії, кВт·год/кг
Змінний струм	
Ручне дугове зварювання:	
однофазна схема	3,5 – 3,8
трифазна схема	2,65 – 3,0

Закінчення табл. 11.2

Род струму та засіб зварювання	Питомі витрати електроенергії, кВт·год/кг
Автоматичне та напіваавтоматичне зварювання під флюсом	2,8–3,5
Електрошлакове зварювання	1,8–2,4
Постійний струм	
Ручне дугове зварювання:	
однопостове	5,0–6,5
багатопостове	8,0–9,0
Автоматичне та напіваавтоматичне зварювання під флюсом	4,2–6,0
Автоматичне та напіваавтоматичне зварювання у вуглекислому газі	2,2–3,2

Витрати електроенергії на точкове зварювання розраховують на зварювання для однієї точки за формулою, кВт·год:

$$E_m = \frac{U_m \cdot J_m \cdot \cos \varphi \cdot \eta \cdot T_{\text{св}}}{1000 \cdot 3600},$$

де U_m – напруга холостого ходу по ступеням у вторинному контурі зварювальної машини, В (для укрупнених розрахунків можливо приймати: при зварюванні чорних металів $U_m=3$ В; при зварюванні кольорових металів $U_m=10$ В); J_m – зварювальний струм, А (знаходиться з карт технологічного процесу); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності машини (може бути прийнятим 0,6 для стаціонарних машин та 0,3 для переносних); η – ККД зварювального трансформатора (приймається за паспортними даними); $T_{\text{св}}$ – час зварювання однієї точки, сек (знаходиться з карт технологічного процесу).

Нижче наведені питомі витрати електроенергії при різних видах зварювання.

Таблиця 11.3 – Питома витрата електроенергії при стиковому зварюванні оплавленням

Площа поперечного перерізу в місці зварювання, мм ²	Витрата електроенергії на зварювання одного стику, кВт.год
100	0,024
200	0,06
300	0,06
500	0,125
1000	0,4
1500	0,825
2000	1,275
2500	1,725

Таблиця 11.4 – Питома витрата електроенергії при точковому зварюванні на автоматичних машинах

Сумарна товщина листів, що зварюються, мм	Витрата енергії на 100 точок, кВт.год
2	0,04
4	0,08
6	0,13
8	0,23
10	0,38
12	0,62

Таблиця 11.5 – Питома витрата електроенергії при роликовому електрозварюванні деканірованої сталі

Сумарна товщина листів, що зварюються, мм	Витрата електроенергії на 1 м шва, кВт.год
0,5	0,04–0,08
1	0,08–0,14
1,5	0,1–0,2
2	0,12–0,24
3	0,25–0,5
4	0,5–1,0

11.5. Витрати електроенергії при деревообробці

Питома витрата електроенергії, кВт·год/продукція, рамними пилами визначається виразом:

$$E_{p.п} = \frac{k_{p.п} \cdot b \cdot \sum l \cdot n \cdot T}{102 \cdot 60 \cdot 1000 \cdot \eta_{пер} \cdot П}, \quad (11.20)$$

де $k_{p.п}$ – питомий опір різанню рамними пилами залежно від швидкості подачі на зуб, кг/мм² (для хвойних порід) таблиця 11.6; b – ширина пропилу, мм; $\sum l$ – сумарна висота пропилу всього поставу, мм; n – кількість обертів валу лесопильної рами, об/хв; T – час роботи пілорами за нормований період, годин; $\eta_{пер}$ – ККД передачі; $П$ – обсяг випуску продукції за нормований період.

Таблиця 11.6 – Залежність питомого опору від швидкості різання

Показники	Значення							
Швидкість різання v , мм/с	1,6	1,4	1,2	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2
Питомий опір різанню, $k_{p.п}$, кг/мм ²	6,1	6,2	6,4	6,6	6,9	7,3	8,0	9,1

Питома витрата електроенергії електрорубанком визначається, кВт·год/продукція:

$$E_{e.p} = \frac{k_{e.p} \cdot b \cdot H \cdot v \cdot T}{102 \cdot 60 \cdot \eta_{пер} \cdot П}, \quad (11.21)$$

де $k_{e.p}$ – питомий опір різанню при струганні, кг/мм² (рекомендовано $k_{e.p} = 3$ кг/мм²); b – ширина стругання рубанка, мм; H – глибина стругання, мм; v – швидкість подачі, м/хв; T – час роботи рубанка за нормований період, годин; $\eta_{пер}$ – ККД передачі; $П$ – випуск продукції за нормований період.

Питома витрата електроенергії фрезерувальним верстатом визначається, кВт·год/продукція

$$E_{\phi} = \frac{k_{\text{р.ф}} \cdot b \cdot l_1 \cdot v \cdot T}{102 \cdot \eta_{\text{пер}} \cdot \Pi}, \quad (11.22)$$

де $k_{\text{р.ф}}$ – питомий опір різанню при фрезеруванні, кг/мм²; $k_{\text{р.ф}} = 1,5\text{--}2$ кг/мм²; b – ширина фрезерування, мм; l_1 – товщина шару кори та деревини, мм; v – швидкість подачі, мм/с; T – час роботи станка за нормований період, год; $\eta_{\text{пер}}$ – ККД передачі; Π – випуск продукції за нормований період.

Контрольні запитання до глави 11

1. Від чого залежать втрати енергії в системах електропостачання?
2. Як визначити втрати електроенергії в електричних мережах?
3. Як здійснюється розрахунок втрат електроенергії і вибір економічного режиму роботи силового трансформатора?
4. Дайте визначення втрат в електродвигунах і вибір їх потужності залежно від навантаження.
5. Від чого залежать витрати електроенергії при зварюванні.
6. Від яких факторів залежать витрати електроенергії при обробці деревини.

Список літератури до глави 11

1. Копытов Ю.В. Экономия электроэнергии в промышленности : справочник / Ю.В. Копытов, Б.А. Цупанов. – М. : Энергия, 1982. – 123 с.
2. Методика визначення неефективного використання паливно-енергетичних ресурсів. Затв. Наказом Держкоменергозбереження від 26.10.2001 р. за № 113 та від 27.11.2001 р. № 123, 2001 р. – 91 с.
3. Маляренко В.А. Энергосбережение и энергетический аудит : учебное пособие / В.А. Маляренко, И.А. Немировский; под ред. В.А. Маляренко. – Х. : ХНАГХ, 2008. – 253 с.

Глава 12. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ СИСТЕМ ОСВІТЛЕННЯ

12.1. Загальні відомості

На освітлення споживається від 5 % до 15 % від загальної кількості виробленої електроенергії. Задля її економічного використання необхідно орієнтуватися на використання світильників з високим ККД, сучасних конструкцій відбивної апаратури, раціональних схем освітлення.

Фактична освітленість E_{ϕ} діючої освітлювальної установки, лк визначається виразом

$$E_{\phi} = \frac{N \cdot n \cdot F_{\text{л}} \cdot \eta}{A}, \quad (12.1)$$

де N – кількість світильників; n – кількість ламп у світильнику; $F_{\text{л}}$ – світловий потік кожної лампи, лм; η – коефіцієнт використання світлового потоку; A – площа приміщення, м^2 .

При проведенні енергоаудиту системи освітлення визначається фактична кількість світильників і ламп у них, їх потужність. При цьому враховується висота приміщення і специфіка роботи в ньому.

Слід мати на увазі, що лампи розжарювання створюють видиме випромінювання потужністю не більше 6 % від споживаної лампою електричної потужності, а газорозрядні – 17 % і більше. Найбільший ефект економії електроенергії досягається при проектуванні об'єктів заново. Заміна ж ламп розжарювання на сучасні лампи як окремий захід через досить високу вартість останніх має великі строки окупності. Тому заміну доцільно проводити або при ремонтах, або при реконструкціях будинків, або у вигляді планової поступової заміни.

Одними з найбільш важливих критеріїв є освітленість об'єктів і світловий потік лампи. Показник освітленості (залежно від призначення приміщення) є нормованою величиною. Крім того, вводяться нормовані значення показника дискомфорту M , коефіцієнтів пульсації освітленості

K_n (%) і природної освітленості (%). У таблиці 12.1 наведено деякі дані про нормативи освітленості для приміщень різного призначення [1].

Таблиця 12.1 – Нормативні рівні освітленості

Україна				ЄС		
Типи приміщень	Освітленість, лк	Показник дискомфорту не більше, %	Коефіцієнт пульсації освітленості не більше, %	Типи приміщень	Освітленість, лк	Граничний показник освітленості
Робочі кімнати, проектні кабінети	300	40	15	Офіси: загальні, проектні	500 300–500	19 19
Машинописні бюро	400	40	10	Конструкторські бюро		
Читальні зали	300	40	15	Загальні приміщення, дошки для креслення	500 750	16 16
Лабораторії	300	40	10	Бухгалтерія та офісні площі	500	19
Фойє	150	90		Площі для відвідувачів	300	19
Вестибюлі	150					

12.2. Деякі критерії вибору джерела світла

При виборі джерел світла необхідно виходити з того, що найбільш економічними й універсальними є газорозрядні і люмінесцентні лампи. Характеристику основних типів ламп наведено в таблицях 12.2 і 12.3.

Порівнюючи газорозрядні лампи і лампи розжарювання, слід мати на увазі, що у газорозрядних ламп спадна вольтамперна характеристика. Зі збільшенням струму лампи напруга на ній зменшується. Тому газорозрядні лампи повинні обов'язково вмикатися з баластним опором, що обмежує струм. Електричні баластні пристрої споживають значно більшу кількість

енергії, ніж сучасні електронні високочастотні. У таблиці 12.4 наведено коефіцієнт втрат у пускорегулювальній апаратурі.

Таблиця 12.2 – Дані про потужність та світловий потік деяких типів ламп

Лампи розжарювання		Дугові ртутні лампи (ДРЛ)		Люмінесцентні лампи		
потужність, Вт	світловий потік, лм	потужність, Вт	світловий потік, лм	тип ламп	потужність, Вт	світловий потік, лм
15	105			ЛБ-15	15	630
25	205			ЛХБ-15	15	450–600
40	430			ЛД-15	15	450–600
75	950	80	2950	ЛДЦ-15-1	15	450–600
100	1380	125	5200	БЛ-20	20	980
150	1900	–		ЛХБ-20	20	620–900
200	1700	250	11000	ЛД-20	20	620–900
300	4500	400	18000	ЛДЦ-20-1	20	620–900
500	8100	–		ЛБ-30	30	1740
750	13100	700	35000	ЛХБ-30	30	1100–1500
1000	18200	1000	50000	ЛД-30	30	1100–1500
Лампи розжарювання галогенні КГ 220- 1000-5		Лампи натрієві низького тиску Дна0140		ЛДЦ-30-1	30	1100–1500
				ЛБ-40	40	2480
				ЛХБ-40	40	1500–2200
1000	22000	ЛД	9800	ЛД-40	40	1500–2200
		ЛДЦ		ЛДЦ-40-1	40	1500–2200
				ЛБ-65	65	3970
				ЛБ-80	80	4320
		400	4600	ЛХБ-80	80	2720–3840
		Лампи металогалогенні ДРІ 400-10 ДРІ 1000-1		ЛД-80	80	2720–3840
				ЛДЦ-80-1	80	2720–3840
				ЛХБ-125	125	6200
		400	25200	ЛХБ-150	150	8000
		1000	80000	ЛХБ-200	200	10000
		Лампи ксенонові ДК з Т 5000		ДБЖ-80	80	4320
				ДБЖ-110	110	6000
				ДБЖ-150	150	8000
		5000	98000	ЛТБ-20	20	1100

Таблиця 12.3 – Середня освітленість Е (лк) для ламп розжарювання 220 В

Потужність ламп, Вт	При прямому світлі	При напіввідбивному світлі
50	31	24
100	35	27
150	40	30
200	44	34
300	48	36
500	53	40
1000	60	46

Таблиця 12.4 – Коефіцієнт втрат у ПРА

№	Тип лампи	Тип ПРА	К _{пра}
1	ЛБ	Звичайний електромагнітний	1,22
		Електромагнітний зі зниженими витратами	1,14
		Електронний	1,1
2	КЛ	Звичайний електромагнітний	1,27
		Електромагнітний зі зниженими витратами	1,15
		Електронний	1,10
3	ДРЛ, ДРИ	Звичайний електромагнітний	2,08
		Електронний	1,06
4	ДНаТ	Звичайний електромагнітний	1,1
		Електронний	1,06

Наприклад, для лампи ЛБ (подвійної) 2·18 Вт споживання електроенергії становить при:

- звичайному баласті 54 Вт;
- електромагнітному зі зниженим рівнем витрат 45 Вт;
- високочастотному 40 Вт.

12.3. Визначення витрат електроенергії в системах освітлення

На підставі результатів енергообстеження організації визначається фактичне річне споживання активної енергії освітлювальними установками, кВт·год:

$$W_{\text{осв.р.ф}} = \sum_{l=1}^k \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^n P_{\text{сві}} \cdot K_{\text{п-ра}} \cdot T_{\text{рі}} \cdot k_c, \quad (12.2)$$

де k – кількість будинків організації; N – кількість приміщень у будинках; n – кількість працюючих світильників в i -му приміщенні; $P_{\text{сві}}$ – встановлена потужність ламп у світильниках, кВт; $K_{\text{п-ра}}$ – коефіцієнт втрат у пуско-регулювальній апаратурі (за табл. 12.4); $T_{\text{рі}}$ – річна кількість роботи освітлювальних установок в i -му приміщенні згідно з рекомендаціями табл. 12.7; k_c – коефіцієнт попиту (для бюджетних організацій приймається $K_{\text{п}} = 0,8$ для інших за табл. 12.6).

Фактичне річне споживання порівнюється з нормативним річним споживанням, що визначається за наступними виразами:

$$W_{\text{осв.р}}^{\text{н}} = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^N W_i, \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (12.3)$$

де W_{ig} – енергія, споживана j -ю групою типових приміщень, кВт·год;

$$W_i = \sum_i^n P_i \cdot T_{\text{рі}}, \quad (12.4)$$

де n – кількість типових приміщень в групі; P_i – потужність освітлювальної установки i -го приміщення, кВт,

$$P_i = P_{\text{пит.і}} \cdot A_i \cdot \frac{E_{\text{ні}}}{100}, \quad (12.5)$$

де $P_{\text{пит.і}}$ – питома встановлена потужність світильників i -го приміщення при освітленості 100лк, Вт/м²; A_i – площа i -го приміщення, м²; $E_{\text{ні}}$ – нормована освітленість i -го приміщення групи, лк.

Питому встановлену потужність $P_{\text{пит.і}}$ можна визначити з таблиці 12.5, що побудована за даними нормативів для світильників з люмінесцентними лампами.

Таблиця 12.5 – Значення питомої потужності освітлення

№ з/п	Висота приміщення, м	Площа приміщення, м ²	Значення питомої потужності загального освітлення при освітленості 100 лк, Вт/м ²
1	2	3	4
1	<3	<15	6,0
		15–25	5,0
		25–50	4,5
		50–150	3,7
		150–300	3,3
2	3–4	15–20	7,4
		20–30	5,9
		30–50	4,8
		50–120	4,3
		120–300	3,7
3	4–6	25–35	7,4
		35–50	6,1
		50–80	4,7
		80–150	4,2
		150–300	3,6

12.3.1. Основні причини перевитрати електроенергії

Основними причинами, що призводять до неефективного використання електроенергії, є:

- використання ламп розжарювання замість люмінесцентних ламп (втрати електроенергії зростають у 2,5–3 рази);
- вмикання джерел світла в денний час через порушення графіка роботи освітлення приводить до додаткової витрати енергії

$$\Delta E = P \cdot k_c \cdot t_{\text{ос.дн}}, \quad (12.7)$$

де $t_{\text{ос.дн}}$ – час включення освітлення понад графіка;

- завищена встановлена потужність світильників також призводить до перевитрати електроенергії

$$\Delta E = (P_{\text{факт}} - P_{\text{ном}}) \cdot k_c \cdot T_{oc}, \quad (12.8)$$

де $P_{\text{факт}}$ – фактична встановлена потужність світильників, кВт; $P_{\text{ном}}$ – розрахункова потужність світильників, кВт;

- завищена висота підвіски світильників збільшує витрати в 1,5–2 рази;
- несвоєчасне чищення світильників знижує освітленість на 15–20 % і приводить до втрат 2,5–3,5 % від загальних витрат електроенергії на освітлення.

Нижче наводяться дані про варіанти установки світильників, що підлягають чищенню:

а) приміщення зі значним виділенням пилу, диму (металургійні і ковальсько–пресові цехи, збагачувальні фабрики, підготовчі цехи текстильного виробництва і т. д.)

б) приміщення із середнім виділенням пилу і кіптяви (прокатних, механічних, складальних цехів, металоконструкцій і т. д.)

в) приміщення з незначним виділенням пилу (цехи легкої і харчової промисловості, офісні приміщення і т. д.)

г) установки зовнішнього освітлення.

Наведемо також деякі чинники, від яких залежить перевитрата електроенергії на освітлення:

- фарбування стін і стель у виробничих приміщеннях у темні кольори приводять до перевитрати електроенергії до 3 %;
- застосування автоматичних систем вмикання–відключення освітлення дає економію електроенергії до 3 %;
- коливання напруги приводять до перевитрати електроенергії.

Напруга на виводах ламп не повинна бути більше 105 % і менше 85 %. Зниження напруги на 1 % знижує світловий потік для ламп розжарювання на 3–4 %, люмінесцентних ламп на 1,5 %, ДРЛ на 2,2 %.

Для виключення цих факторів освітлення виводиться на окремі трансформатори, а також застосовуються пристрої, що контролюють ввімкнення і ви-

микання точно за добовим графіком, а так само автоматичне регулювання напруги. У таблицях 12.6 і 12.7 наведені рекомендовані значення коефіцієнта попиту освітлення і тривалості освітлення для підприємств.

Таблиця 12.6 – Коефіцієнт попиту освітлювального навантаження

Назва об'єкта	k_c
Невеликі виробничі споруди та торговельні приміщення	1,0
Виробничі будівлі, що складаються з ряду окремих приміщень	0,95
Виробничі будівлі, що складаються з окремих великих прогонів	0,95
Бібліотеки, адміністративні будівлі, підприємства громадського харчування	0,9
Навчальні, дитячі і лікувальні заклади, офісні, побутові і лабораторні будівлі	0,8
Складські приміщення, електростанції	0,6

Таблиця 12.7 – Річна кількість використання максимуму освітлювального навантаження

Рід освітлювального навантаження	Час освітлення, години T_{oc}
<i>Внутрішнє освітлення</i>	
Робоче освітлення (для місцевості із широтою 56°)	
однорічне	250
дворічне	1850
трирічне	4000
аварійне загальне освітлення	4800
<i>Зовнішнє освітлення</i>	
Робоче освітлення заводських територій, яке вмикається щоденно	
на всю ніч	3600
до 1 год	2450
до 24 год	1750
Те саме, вмикається в робочі дні	
на всю ніч	3000
до 1 год	2000
до 24 год	1750
охоронне освітлення, вмикається щоденно на всю ніч	3500

Закінчення табл. 12.7

Рід освітлювального навантаження	Час освітлення, години $T_{ос}$
Робоче освітлення населеної території, що включається щодня	
на всю ніч	3500
до 1 год	2350
до 24 год	1950

Для визначення кількості годин використання максимуму освітлювального навантаження в інших широтах величину, зазначену в табл. 12.7, слід помножити на поправковий коефіцієнт α , що визначається залежно від географічної широти місцевості і кількості змін. При одній зміні $\alpha = 0,7 \div 1,4$, при двох і трьох змінах $\alpha = 0,96 \div 1,05$.

12.4. Забруднення світильників

Забруднення світильників речовинами, які знаходяться в повітрі виробничих приміщень (пилом, брудом, конденсатом пари і газів), приводить до різкого зниження їх ККД і зміни форми кривої сили світла.

На підприємствах з великим рівнем запиленості і забрудненості спостерігаються випадки зниження освітленості в 8–10 разів. Тому постійна підтримка світильників у належній чистоті має величезне значення для раціонального використання електроенергії в електроосвітлювальних установках.

Очищення ламп і світильників проводиться в терміни, визначені особою, що відповідає за електрогосподарство (залежно від місцевих умов). Вказівки про рекомендовану періодичність чищення світильників наведені у відомчих інструкціях (табл. 12.8).

Порушення норм періодичності чищення світильників наносить значний збиток через різке зниження освітленості виробничих приміщень. Доводиться встановлювати лампи підвищеної потужності, збільшувати кількість світильників, витрачати зайву кількість електроенергії.

Таблиця 12.8 – Терміни чищення світильників

Типи приміщень	Терміни чищення світильників
У приміщеннях зі значним виділенням пилу, диму і кіптяви: цехи: доменні, мартенівські, ливарні, ковальські, цементних заводів; підготовчі відділи текстильної фабрик; збагачувальні фабрики й ін.	2 рази в 1 місяць
У приміщеннях із середнім виділенням пилу, диму і кіптяви: цехи прокатні, механічні, складальні, металоконструкцій та ін.	1 раз у 3 місяці
У приміщеннях з незначним виділенням пилу: цехи підприємств легкої і харчової промисловості, адміністративно-офісні приміщення, лабораторії, конструкторські і проектні зали	1 раз у 3 місяці
Установки зовнішнього освітлення	1 раз у 4 місяці

Приклад 1

Провести енергоаудит системи освітлення підприємства.

Мета енергоаудиту – розрахувати кількісно (і у вартісному виразі) витрати електроенергії, яка використовується підприємством на зовнішнє освітлення. Оцінити потенціал енергозбереження. Розробити заходи щодо зниження витрат на електроенергію.

Вихідні дані:

Підприємство використовує у внутрішніх освітлювальних установках 600 люмінесцентних ламп ЛДЦ 80-3/4, 200 ламп ЛХБ 40-3/4, 100 ламп ЛТБ 20-3/4 і 80 ламп НБ 220-100. Для освітлення закріпленої території використовуються 23 світильники з лампами ДРЛ-400. Зовнішні освітлювальні установки задіяні всю ніч. Режим роботи підприємства – однозмінний.

Визначення річного споживання енергії

Для визначення річного споживання електроенергії освітлювальними установками підприємства, працюючого в одну зміну, необхідно обчислити:

1. Максимальну потужність (з урахуванням втрат у приладах керування та мережах), кВт.

Розрахункові вирази:

$$W_{\text{люм. л}} = 1,23 \cdot P_{\text{люм. л}}$$

$$W_{\text{ДРЛ л}} = 1,13 \cdot P_{\text{ДРЛ л}}$$

$$W_{\text{л нак}} = 1,03 \cdot P_{\text{л нак}}$$

2. Коефіцієнт середнього навантаження (для режиму регульованої освітленості), а також технічний стан ламп. Для умов даної задачі $K = 0,6 \div 0,8$.

3. Річна кількість використання освітлювальних установок внутрішнє освітлення: 1 зміна – 750 год, 2 зміни – 1850 год, 3 зміни – 2150 год; зовнішнє освітлення на всю ніч – 3600 год, до 1 год ночі – 2450, до 24 год – 1750 год; аварійне загальне освітлення – 4800 год.

Таблиця 12.9 – Розрахункові дані для визначення витрат енергії

Назва джерела світла	Номінальна потужність, кВт	Потужність з врахуванням втрат в ПРА та мережі, кВт	Кількість, шт.	Потужність ОУ, кВт	Коефіцієнт навантаження	Час роботи на рік, год	Річне споживання електроенергії, кВт
ЛДЦ-80	0,08	0,0984	600	59,04	0,7	750	30996
ЛХБ-40	0,04	0,0492	200	9,84	0,7	750	5166
ЛТБ-20	0,02	0,0246	100	2,46	0,7	750	1291,5
НБ-100	0,1	0,103	80	8,24	0,7	750	4326
ДРЛ-400	0,4	0,452	23	10,326	0,7	3600	26022
ВСЬОГО			1003	89,906			65510

Наприклад, основні показники деяких типів ламп:

ККД – ЛН – 0,07, ЛЛ – 0,20.

Світлотехнічні (світловий потік, лм; світловіддача лм/Вт; спектральний склад; коефіцієнт пульсації) ЛН 100 Вт – 1380 лм. ЛЛ TLD 80 50 Вт – 5000 лм.

Електротехнічні (номінальна потужність, номінальна напруга лампи, номінальна напруга мережі).

Експлуатаційні (термін служби, залежність основних параметрів від часу експлуатації, напруги мережі і т. ін.).

Економія енергії визначається за виразом:

$$\Delta E = T(\alpha n P_N - \alpha n P_N).$$

Порівняльна технічна характеристика деяких типів ламп

1. ЛН–7–19 лм/Вт; 1000 год.; ГЛ–22 лм/Вт;
2. ЛЛ–75–80 лм/Вт; 1200–25000 год. (10000 год.); з електронним баластом 20 % економії і 15000 год. Компактна люмінесцентна лампа PL/E 100 лм/Вт. (Лампи 26 мм мають такий же світловий потік, але споживають на 8 % менше електроенергії. Напівпровідниковий баласт дає зниження втрат на 20 %, відсутність мерехтіння. Термін служби в 1,5 рази вище).

3. Дугова ртутна люмінесцентна 50–70 лм/Вт, 10000 год; Металогалогенна ДРІ (з йодидними добавками 70–95 лм/Вт 5000–10000, кращі до 20000 год.); Натрієві високого тиску – ДНАТ/SON (дугові натрієві трубчасті) 100–170 лм/Вт; ДКСТ 120–150 лм/Вт від 5 кВт до 2000 год через 750–800 °С на дуговій трубці (дугова ксенонова трубчаста); натрієві низького тиску SOX 160–180, 200 лм/Вт.

4. ДРЛ 400 Вт, 23 клм на НЛВД 330 Вт, 27 клм (той самий ПРА і той самий світильник).

Світловіддача галогенних ламп у два, а люмінесцентних у п'ять разів вища, ніж ламп розжарювання.

Таблиця 12.10 – Порівняльна характеристика рекомендованих ламп

Тип лампи 80 Вт	Світовий потік, лм	Світова віддача	
		Лм/Вт	%
ЛБ	5220	65,25	100
ЛХБ	4440	55,5	85
ЛТБ	4440	55,5	85
ЛД	4070	50,87	78
ЛДЦ	3560	44,5	68

Задача 1

Перевірка внутрішніх освітлювальних установок.

Визначте кількість світильників з люмінесцентними лампами, необхідних для освітлення приміщення для ігор $15 \times 7,5$ м у дошкільному навчальному закладі.

Задачу вирішіть такими методами:

а) питомої встановленої потужності. Типові електричні навантаження на одиницю площі приміщення (Вт/м^2) при використанні ЛЛ у будинках, необхідні для створення освітленості 500 лк:

- відкриті ЛЛ 16–20 Вт/м^2 ;
- з опаловими відбивачами 19–27 Вт;
- з призматичними відбивачами 17–23 Вт/м^2 ;
- з низькою інтенсивністю 21–30 Вт/м^2 ;
- з високочастотним баластом 13–16 Вт/м^2 ;
- натрієві лампи високого тиску 21–26 Вт/м^2 ;
- з лампами, що містять пари металів 22–29 Вт.
- застосування галогенних ламп удвічі знижує споживання електроенергії;

б) методом прямих нормативів. Зразкові норми витрати електричної енергії на освітлення люмінесцентними лампами 25 Вт/м^2 ;

в) методом світлового потоку $N = NS/Fk$ вик. k_1 k_2 (0,7–0,8; старіння і знос 0,8 забруднення 0,65–0,8).

Порівняйте результати розрахунків. Які можна зробити висновки? Розробіть конкретні заходи, спрямовані на підвищення енергетичної ефективності освітлення приміщення.

Задача 2

Оцінка споживання

Завод використовує у внутрішніх освітлювальних установках 800 ламп ДРЛ-700, 600 ЛД 80-3/4, 200 ламп ЛХБ 40-3/4, 200 ламп НБ 220-100. Режим роботи тризмінний.

Для освітлення закріпленої території використовуються 23 світильники з лампами ДРЛ-400 і 15 прожекторів ПЗС-45 з лампами Г-220-500. Зовнішні освітлювальні установки задіяні всю ніч.

1. Визначте річне споживання електроенергії освітлювальними установками підприємства.

2. Сформулюйте загальні рекомендації щодо зниження витрат електроенергії освітлювальними установками підприємства (прийом лідируючого продукту).

Задача 3

Перевірка освітлювальної установки.

Визначте кількість дволампових люмінесцентних світильників з лампами 40 Вт, необхідних для освітлення приміщення для ігор $20 \times 12,5$ м з метою створення в ньому середньої освітленості 400 лк.

Назвіть технічні рішення, прийняття яких при проектуванні освітлення могло б істотно зменшити споживання електроенергії.

Задача 4. Визначення економії енергії.

Визначте економію електроенергії від заміни в цеху підприємства 200 ламп розжарювання 500 Вт (8,3 клм) на ДРЛ 250 (12,5 клм).

Назвіть можливі труднощі на шляху такої реконструкції.

Як можна зменшити витрати електроенергії освітлювальними установками в разі наявності в цеху ламп ДРЛ 250?

Задача 5

Визначення економії витрат.

Визначте економію річних витрат на електроенергію при переході від цілодобового освітлення світильниками з 200 лампами розжарювання по 100 Вт кожна на освітлення 150 люмінесцентними лампами по 80Вт.

Як зміняться світлотехнічні характеристики системи освітлення?

Контрольні запитання до глави 12

1. Що таке освітленість?
2. Назвіть типи ламп та їх характеристики.
3. Для чого потрібна пускорегулююча апаратура?
4. Від чого залежать нормативні рівні освітленості?
5. Які лампи найбільш ефективні? Назвіть критерії їх вибору.
6. Як визначити витрати електроенергії в системах освітлення?
7. Які основні причини перевитрати електроенергії при організації освітлення об'єктів?
8. Забрудненість світильників і її вплив на енергоефективність

Список літератури до глави 12

1. Справочная книга по светотехнике ; под ред. Ю.Б. Айзенберга. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 628 с.
2. Энергосбережение в зданиях. Нормы по теплозащите и тепловодозлектроснабжению. НГСН 2.01–99. – М., 1999.
3. Малярченко В.А. Энергосбережение и энергетический аудит : учебное пособие / В.А. Малярченко, И.А. Немировский ; под ред. В.А. Малярченко. – Х. : ХНАГХ, 2008. – 253 с.

Глава 13. АУДИТ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПЕЧЕЙ ПІДПРИЄМСТВ

Промислові підприємства оснащені значною кількістю різноманітних печей, які є технологічним обладнанням.

Всі печі можна розділити за видом палива на: полум'яні та електричні.

У свою чергу електричні печі поділяються на електродні та індукційні, а електродні печі діляться на електродугові та печі опору;

13.1. Електродугові печі

13.1.1. Загальні відомості

Електродугові печі найбільше поширення одержали при виплавці сталі в чорній металургії, а також при виплавці кольорових металів і феросплавів. У робочому просторі електропечі можна забезпечити більш високу температуру й створити як окисну, так і відбудовну атмосферу. Залежно від виробництва електродугові печі мають місткість від 5 до 200 т. Дугові печі споживають значні потужності, тому їх виконують трифазними. Ванна печі має сферичне днище, бічні стіни виконують похилими. Зверху плавильний простір перекритий сферичним знімним склепінням. Піч має три електроди, вони встановлені вертикально й кріпляться в електродотримачах, які за допомогою механізму мають можливість переміщатися у вертикальному напрямку. Струм до електродотримачів підводиться по гнучких кабелях. Крім того, є механізм переміщення склепіння, нахилу печі уздовж горизонтальної осі й на великих сталеплавильних печах є пристрій для електромагнітного перемішування металу.

Процес плавки в дугових печах складається з таких операцій: заправлення печі, завантаження шихти, плавлення, окисний період, період кипіння та рафінування, випуск металу й шлаків.

У початковий момент плавлення, після завантаження шихти, електроди опускають у нижнє положення до зіткнення зі шматками шихти й подають струм. Між електродами утворюється електрична дуга, температура в якій

у різних точках досягає від 2000 до 3000 °С, що приводить до плавлення металу. У результаті під дугами утворюються колодязі з розплавленим металом, куди занурюються електроди. У цей період режим горіння дуг украй нестабільний і потрібне використання повної потужності пічного трансформатора.

Рівняння питомої витрати електроенергії на виплавку 1т сталі має вигляд, кВт·год/т

$$E_{\text{ел}} = \frac{P \cos \varphi T_2}{g} + \frac{\Delta P_3 T_3}{g \eta_{\text{ел.п}}} + \frac{\Delta P_1 T_1}{g \eta_{\text{ел.п}}} = \frac{P \cos \varphi \Delta E_{\text{т}}}{P \cos \varphi \eta_{\text{ел.п}} - \Delta P_2} + \frac{\Delta P_3 T_3}{g \eta_{\text{ел.п}}} + \frac{\Delta P_1 T_1}{g \eta_{\text{ел.п}}}, \quad (13.1)$$

де P – підведена до трансформатора (ВН) потужність, кВт; T_1 – період простою (злив металу, чищення печі, підварка поду й стін, завантаження металу), год; T_2 – розплавлення металу, год; T_3 – період кипіння й рафінування, год; g – маса садки, т; ΔP_1 – потужність теплових втрат у період простою, кВт; ΔP_2 – потужність теплових втрат печі в період розплавлення металу, кВт; ΔP_3 – потужність теплових втрат у період кипіння й рафінування, кВт;

$$\eta = \frac{P_g}{P_n} 100 \% = \frac{P - P_n}{P_n} 100 \%$$

P_g – потужність печі, кВт, P_n – втрати електричної потужності в дроселі, трансформаторі, проводці, електродах, кВт; ΔE – теоретично необхідна витрата електроенергії на розплав 1 т металу, кВт·год.

У формулі 13.1:

- перший доданок – витрата електроенергії на розплав 1 т металу (залежить від втрат і ККД печі), кВтгод
- другий доданок – витрата електроенергії на кипіння й рафінування (обернено пропорційний масі садки).
- третій доданок – витрата електроенергії при простоях (обернено пропорційний масі садки й прямо пропорційний часу простою).

13.1.2. Заходи щодо економії електроенергії

Заходи щодо зниження витрат електроенергії можна розділити на організаційні й технологічні. Організаційні – пов’язані з підготовкою виробництва й використанням можливостей печей і трансформаторів напруги. Технологічні – заходи, пов’язані зі своєчасним технологічним обслуговуванням обладнання.

Збільшення маси садки

Можливість збільшення маси садки визначається станом печі, потужністю трансформаторів і розмірами. Практика останніх років свідчить про значне перевищення маси садки щодо номінальних ємностей печей. У таблиці 13.1 наведені дані по оптимальній масі завалки дугових сталеплавильних печей малого й середнього об’єму при виплавці рядових сталей.

Таблиця 13.1 – Оптимальне завантаження печей

Показник	Значення									
Номінальна металомісткість печі	0,5	1,5	3,0	5,0	8,0	10,0	15,0	20,0	30,0	40,0
Оптимальна маса завалки	0,9	2,5	5,0	8,0	13,0	16,0	23,0	31,0	42,0	55,0

Попередня підготовка й підігрів шихти

Попередня підготовка шихти складається з сортування металобрухту за розмірами і його відповідного набору у кошики для завантаження. У середньому співвідношення дріб’язку, великого й середнього лому співвідносяться як 20 % – 40 % – 40 %. При цьому також важливий і якісний склад шихти, яка підбирається з метою зниження добавок легуючих матеріалів і скорочення тривалості окисного періоду.

На скорочення тривалості плавки й витрати електроенергії також впливає правильне укладання шихти в робочому просторі печі: на подині укладається половина дрібного лому, в центрі печі під електродами щільно укладається великий лом, а потім це закривається середніми шматками й в

останню чергу залишком дріб'язку. Для полегшення запалювання й стійкого горіння під електроди підкладають кокс. Економія електроенергії за рахунок такої організації завалочних робіт забезпечується в межах від 5 до 15 %.

Іншим заходом економії електроенергії служить попередній підігрів шихти. Це дозволяє знизити споживання електроенергії особливо в період плавлення, у який споживається до 60–70 % електроенергії, що витрачається на всю плавку. У цей період питома витрата електроенергії становить 380–420 квт.г/т. При попередньому підігріві шихти до 600–700 °С питома витрата знижується на ~20 кВт·год/т. У випадках, коли температура нагрівання шихти відрізняється від 600–700 °С для визначення економії енергії (квт.год/т) застосовується вираз:

$$\Delta E = 0,243t_1,$$

де t_1 – температура підігрітої шихти.

13.1.3. Зниження електричних втрат

Оптимальну економічну щільність струму в елементах вторинного струмопроводу на основі практики роботи дугових сталеплавильних печей можна рекомендувати:

- мідні шини при площі перерізу пакета на фазу до 5000 мм² – 1,5–2 А/мм², понад 5000 мм² – 1–1,5 А/мм²;
- мідні гнучкі кабелі при площі перерізу пакета на фазу до 4000 мм² – 1,8–2,5 А/мм², понад 4000 мм² – 1,2–1,8 А/мм²;
- мідні водоохолоджувані труби – 4–6 А/мм².

При зазначеній у табл.13.2 економічній щільностях струму втрати електроенергії у відсотках до витрати електроенергії на плавку наведені в табл.13.3 [1].

Таблиця 13.2 – Економічна густина струму в електродах

Діаметр електрода, мм	Вугільні електроди		Графітізовані електроди	
	Густина струму, А/см ²	Струмове навантаження, кА	Густина струму, А/см ²	Струмове навантаження, кА
100	–	–	0,30	1,7–2,9
150	0,12	2,1	0,25	3,2–5,3
200	0,11	3,4	0,22	5,3–9,1
250	0,10	4,9	0,20	7,8–12,2
300	0,10	7,0	0,18	11,3–16,9
350	0,10	9,6	0,17	15,4–20,2
400	0,09	11,3	0,16	18,8–23,8
450	–	–	0,15	23,8–28,6
500	0,09	17,7	0,14	27,5–33,3
550	–	–	0,14	28,4–38,0
600	0,07	25,0	–	–

Таблиця 13.3 – Втрати електроенергії

Елементи вторинного струмопроводу	Втрати електроенергії для печей міскістю, %	
	0,5–5 т	8–20 т
Шини, кабелі та труби на стороні НН	3,5–4,5	3–4
Вугільні електроди	6–8	3–4
Графітізовані електроди	4–5	3–4

При збільшенні густини струму в елементах вторинного струмопроводу втрати електроенергії зростають і визначаються виразом:

$$\Delta E = k \left(\frac{i_{\phi}}{i_{\text{ек}}} - 1 \right), \quad (13.2)$$

де k – коефіцієнт збільшення втрат електроенергії вторинного струмопроводу на 1 т виплавленого металу при підвищенні щільності струму, наведено у таблиці 13.4; i_{ϕ} , $i_{\text{ек}}$ – фактична та економічна густина струму.

Таблиця 13.4 – Коефіцієнт збільшення втрат електроенергії вторинного струмопроводу на 1 т виплавленого металу при підвищенні густини струму

Елементи вторинного струмопроводу	Основний процес		Кислий процес	
	фасонне литво	литво злитків	фасонне литво	литво злитків
Печі місткістю 0,5–5,0 т				
Шини, кабелі й труби НН	25	28	23	26
Вугільні електроди	43,8	49	40,5	45,5
Графітізовані електроди	28,1	31,5	25,8	29,3
Печі місткістю 8–20 т				
Шини, кабелі й труби НН	21,9	24,5	20,1	22,3
Електроди	21,9	24,5	20,1	22,3

Приклад

Електропід місткістю 8 т працює із густиною струму в мідних шинах на стороні НН 2,5 А/мм² на основній футеровці для виплавки злитків низьколегованої сталі. Для цього випадку економічна густина струму 2 А/мм². З урахуванням коефіцієнта збільшення втрат вони становитимуть кВт·год/т.

$$\Delta E = 24,5 \left(\frac{2,5}{2,0} - 1 \right) = 6,125.$$

13.1.4. Зменшення опору електричних контактів

Електричний перехідний опір у контактах залежить від матеріалу й характеру з'єднання контактів. Нерознімні контакти звичайно виконують зварюванням, а в рознімних контактах важливу роль грають стан поверхні й тиск. Опір у контактах визначається виразом, Ом:

$$R_k = \frac{C}{p^m}, \quad (13.3)$$

де C – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від матеріалу (табл. 13.5); m – показник ступеня, приймається в межах 0,5–1,0; p – тиск у контакті (для мідних

шин приймається 60 МПа). Збірка контакту перевіряється щупом товщиною 0,02–0,03 мм, що повинен входити на глибину не більше 5 мм.

Таблиця 13.5 – Значення розрахункового коефіцієнта C

Матеріал контакту	$C \cdot 10^4$
Мідь – мідь	0,8 – 1,4
Мідь – мідь(луджена)	0,9 – 1,1
Мідь – сталь	30
Мідь – алюміній	10
Сталь – сталь	75 – 80

Для нормальної роботи контактної з'єднання рекомендується така густина струму (табл. 13.6).

Таблиця 13.6 – Рекомендована густина струму

Контакт	Густина струму, А/мм ²
Мідь – мідь	0,3
Алюміній– алюміній	0,16
Мідь – алюміній	0,13
Мідь – сталь	0,1
Алюміній – сталь	0,08

Опір контактів не повинен перевищувати опір шини тієї ж довжини, що й контактне з'єднання, більше, ніж на 20 % . Втрати електроенергії в контакті визначаються виразом, кВт

$$\Delta P_k = 3I^2(R_k - R_{к.ф})10^{-3}, \quad (13.4)$$

де I – струм, що проходить через контакт (середній за плавку), А; R_k , $R_{к.ф}$ – опір контакту нормативний й фактичний, відповідно, Ом.

Підвищений опір у з'єднаннях електрод – електродотримач, електродної свічі приводить до додаткових втрат електроенергії на 0,2–0,4 %.

Зміна схеми короткої мережі із трикутника на ошиновці трансформатора й зірки на електродах на двобіфілярну коротку мережу та трибіфілярну дозволяє збільшити продуктивність печі й знизити витрата електроенергії на 1,4–1,5 %.

13.2. Електропечі опору

13.2.1. Загальні відомості

До печей даного типу відносяться електропечі для шлакової переплавки, кристалізатори, вакуумні дугові печі. У цих печах виплавляються якісні сталі. Електрична дуга в печах такого типу виникає між електродом і злитком заготовки. Вигар металу в печах цього типу значно нижче, ніж в електродугових печах.

Повна витрата електроенергії в печах опору складається з витрати на нагрівання металу (шлаків), витрати на втрати через конструкції, що обгороджують піч, у системі охолодження, з вибиванням через отвори, а також на покриття втрат від нагрівання тари. У загальному вигляді витрата електроенергії має вигляд, кВт·год:

$$E = P_0 \tau + w_1 G + w_2, \quad (13.5)$$

де P_0 – середньогодинна витрата електроенергії на покриття сумарних втрат тепла, кВт; τ – тривалість термообробки; w_1 – корисна витрата енергії на 1 т садки, кВт·год; G – маса садки, т; w_2 – витрата електроенергії на нагрівання тари.

Витрати на нагрівання виробів визначаються, кВт·год:

$$E = C \cdot G (t_2 - t_1), \quad (13.6)$$

де C – теплоємність металу, кДж/кг; G – маса металу, кг; t_2, t_1 – температура нагрітого металу й повітря в приміщенні, де встановлена піч (початкова температура металу).

Тривалість циклу нагрівання, год

$$\tau = \frac{C \cdot G(t_2 - t_1)}{\alpha F(t_0 - t_1)}, \quad (13.7)$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі, Вт/м²°С; t_0, t_1, t_2 – відповідно температури у середині пічного простору, початкового й кінцевого виробу, °С; F – активна поверхня виробу, що нагрівають.

Виходячи з наведених формул, можна зробити висновок, що основними напрямками зниження втрат є: зниження теплових втрат за рахунок удосконалювання ізоляції, збільшення продуктивності, застосування попереднього підігріву виробів, удосконалення електричних і технологічних режимів роботи.

13.2.2. Зниження теплових втрат

На зниження теплових втрат насамперед впливає стан футеровки. Так при температурі в печі 700–800 °С температура кожуха не повинна перевищувати 40 °С, а при 800–1200 °С не більше 50 °С. Приклад розрахунку наведений на рис. 13.1 [1].

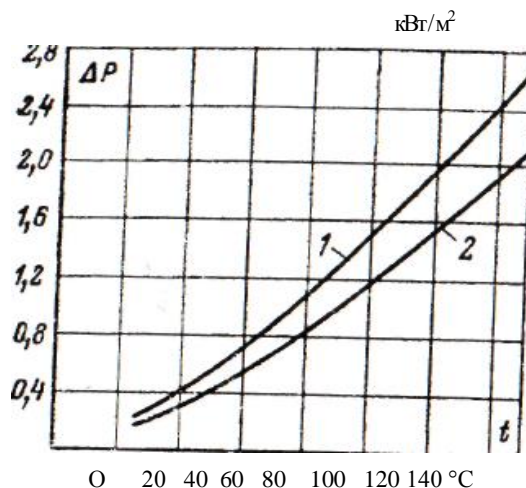


Рис. 13.1. Залежність теплових втрат печі від температури поверхні кожуха:

- 1 – для кожуха, пофарбованого темною фарбою,
- 2 – для кожуха, пофарбованого алюмінієвою фарбою

Як видно з рис. 13.1, фарбування поверхні кожуха дає істотне зниження втрат у навколишній простір.

Поліпшення герметичності печі є також важливим організаційним заходом. Зниження часу відкриття вікон для виконання ряду технологічних заходів істотно знижує втрати в навколишнє середовище. Витрати енергії залежно від температури в пічному просторі за рахунок випромінювання з поверхні 1 м² наведено в табл. 13.7.

Таблиця 13.7 – Втрати тепла при вибиванні [2]

Втрати, кВт	Температура в печі, °С				
	600	700	800	900	1000
Втрати випромінюванням з 1 м ² поверхні отвору	17	27	39	57	78

13.3. Підвищення продуктивності електропечей і зниження втрат

Збільшення потужності печей

Підвищення електричної потужності печей, як правило, знижує питому витрату електроенергії.

Питома витрата електроенергії може бути визначена виразом, кВт·г/кг

$$\Delta E = \frac{0,85P_{\text{печі}}}{G}. \quad (13.8)$$

На рис. 13.2 наведено залежність витрати електроенергії для різних матеріалів у печах опору [1].

Поліпшення якості футеровки

Застосування сучасних матеріалів і методів футеровки печей дозволяє збільшити продуктивність, а перехід на кислу футеровку дозволяє поєднувати процеси окислювання й відновлювання, що сприяє збільшенню продуктивності й зниженню споживання електроенергії.

Використання теплоти відхідних газів

Використання теплоти викидних газів на попередній підігрів шихти або матеріалу значною мірою скорочує споживання електроенергії. Так за даними на печах опору до 30 %, а на електродугових – від 3 до 8 %.

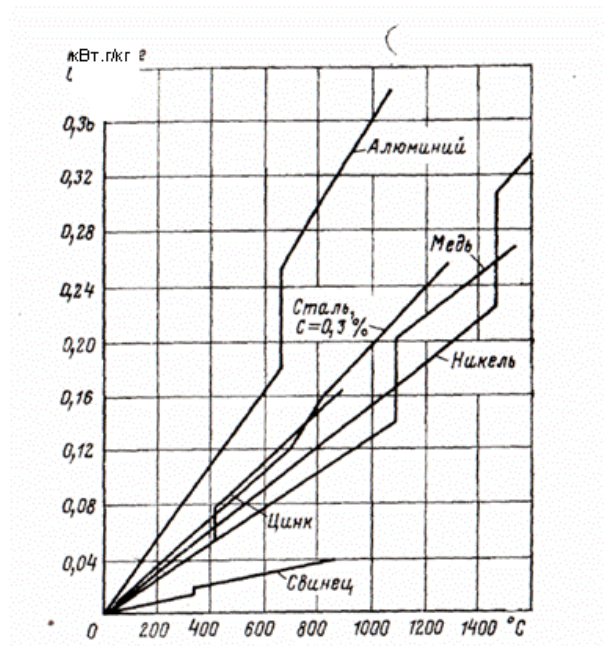


Рис.13.2. Теоретична витрата електроенергії, необхідної для нагрівання виробів до технологічно необхідної температури

Правильна організація робіт

Правильна організація робіт, застосування автоматизації технологічних процесів дозволяє скоротити час на допоміжні операції, знизити втрати тепла з вибиванням полум'я і в остаточному підсумку, приводить до економії електроенергії.

Контрольні запитання до глави 13

1. Типи печей.
2. Особливості процесу в електродугових печах.
3. Особливості процесів у печах електрошлакового переплаву.

4. Тепловий баланс електропечі.
5. Причини втрат в електричній частині електропечей.
6. Заходи щодо зниження втрат у навколишнє середовище.
7. Особливості розрахунку втрат через вікна й технологічні отвори.
8. Заходи щодо підвищення стійкості футеровки.
9. Важливість укладання шихти в печах.

Список літератури до глави 13

1. Экономия электроэнергии в промышленности : справочник / Ю.В. Копытов, Б.А. Цуланов. – М. : Энергия, 1982. – 123 с.
2. Справочник по электропотреблению в промышленности ; под общей ред. Г.П. Минаева, Ю.В. Копытова. – М. : Энергия, 1978.
3. Справочник теплоэнергетика предприятий цветной металлургии ; под ред. О.Н. Багрова, З.Л. Берлина. – М. : Металлургия, 1982. – 456 с.
4. Металлургическая теплотехника, т.2 ; под ред. М.А. Глинкова. – М. : Металлургия, 1984. – 520 с.

Глава 14. ПОЛУМЕНЕВІ ПЕЧІ

14.1. Загальні відомості

Печі, в яких спалюються різноманітні органічні палива, належать до полуменевих печей. Залежно від процесів теплообміну полуменеві печі можна підрозділити на: шахтні, де теплообмін здійснюється в основному за принципом протитечії; відбивні, де теплообмін здійснюється за рахунок відбиття розпечених внутрішніх поверхонь (наприклад мартенівські, скловарені та іншого призначення); тунельні або прохідні, де матеріал нагрівається, а потім охолоджується в міру просування уздовж печі; обертові, у яких матеріал переміщається за рахунок сил гравітації. Залежно від процесу, що відбувається усередині пічного простору, печі діляться на плавильні й нагрівальні.

Особливістю процесів, які відбуваються у печах, є те, що в одному агрегаті проходять послідовно процеси сушіння, нагрівання, плавлення, охолодження, що супроводжуються найчастіше хімічними реакціями з виділенням і поглинанням тепла, що необхідно враховувати при складанні теплового балансу.

Наявність високих температур у пічному просторі визначає високий температурний потенціал відхідних димових газів, який необхідно використати для зниження витрат палива. Із цією метою за печами встановлюють регенератори або рекуператори, у яких відбувається нагрівання повітря, що йде на горіння. У результаті знижуються витрати палива. Крім того, встановлюють котли-утилізатори, що забезпечують вироблення пари різних параметрів, яка використовується в основному на технологічні потреби підприємства, а також можливе використання пари для вироблення електроенергії. Основними джерелами втрат тепла в печах є: втрати з відхідними димовими газами, втрати, пов'язані з неефективним спалюванням палива, втрати через кладку в навколишній простір, втрати з вибиванням газів у зв'язку з підвищеним тиском у пічному просторі.

14.2. Приклад аналізу роботи ковальської двокамерної печі

При огляді ковальської ділянки та наявного обладнання енергоаудитором було виявлено низку прикладів неефективного використання палива. Як приклад розглянуто роботу двокамерної відбивної печі для нагрівання заготовок.

Стан огорожуючої конструкції свідчить про їх низьку газощільність й незадовільний стан футеровки (температура зовнішньої поверхні стін і склепіння перевищує 100 °С) , а також значні втрати теплоти за рахунок вибивання газу через завантажувальні вікна (рис. 14.1). Відсутні прилади контролю, не використовується рекуперація тепла відхідних газів, відсутня зацікавленість персоналу в економії палива.



Рис. 14.1. Ковальська двокамерна піч

При обстеженні стану печей були проведені вимірювання температури поверхні стін і склепіння, аналіз складу відхідних газів. Це дозволило провести розрахунки втрат й оцінити перевитрати природного газу.

Результати вимірювань наведено нижче. Зовнішня температура поверхні обгороджувальних конструкцій печі, відповідно до норм техніки безпеки не повинна перевищувати 45–60 °С.

Піч двокамерна: бічна стінка (права)	150–70 °С
бічна стінка (ліва)	135–170 °С
задня стінка	70–90 °С
поверхня зонта	150–170 °С
поверхня заслінки вікна завантаження	350–400 °С
Площа поверхонь печі: бічні стінки	$1,3 \cdot 3 \cdot 2 = 7,8 \text{ м}^2$
склепіння	$1,3 \cdot 1,5 \cdot 2 = 3,9 \text{ м}^2$
торцева стінка	$1,3 \cdot 3 = 3,9 \text{ м}^2$
заслінка	$3 \cdot 0,8 \text{ м} = 2,4 \text{ м}^2$

Відповідно до рекомендацій роботи [2] втрати теплоти через конструкції, що обгороджують, при товщині кладки 230 мм і температурі в пічному просторі 1200 °С становлять близько 4200 ккал/м²г. З огляду на такий високий рівень фактичної температури на зовнішній поверхні кладки двокамерної печі втрати дорівнюють:

$$Q = 16,6 \cdot 4200 = 69700 \text{ ккал/г},$$

що еквівалентно витратам 8,7 м³/г природного газу. Крім того, у результаті вибивання газів втрачається більше 8 % теплоти, що відповідає приблизно витраті 4,1 м³/г природного газу. Більш детальний розрахунок втрат наведено нижче.

Приклад розрахунку статей теплового балансу печі

Тепловий баланс дозволяє оцінити ККД печі. Газова двокамерна піч оснащена інжекційними пальниками по три на кожну камеру. Площа поду – 1,95 м². Напруженість поду печі становить 80 кг/м². Витрата палива:

- при нагріванні – 60 м³/год;
- при витримці – 40 м³/год;
- максимальна витрата газу – 104 м³/год.

Середньогодинна продуктивність по металу на підставі проведеного аналізу і даних підприємства – 183,1 кг/год. Питома витрата палива – 316 кг.у.п./т сталі. Газ витрачається впродовж першої зміни – 7–8 годин (максимальна витрата – 60 м³/год) і в нічну зміну на розігрів протягом 6 годин (мінімальна витрата – 40 м³/год).

Розрахунок теплоти, внесеної паливом

При витраті природного газу в кількості 60 м³/г кількість теплоти, що направлена в піч, становить:

$$Q_t = 60 \cdot 8000 = 480000 \text{ ккал/г.}$$

Розрахунок витрат теплоти на нагрівання металу

Кількість теплоти, необхідної для нагрівання металу до 1200 °С, виходячи зі середньогодинного навантаження 183,1 кг/г, теплоємність металу при 1200 °С = 0,167 кал/кг:

$$Q_m = 183,1 \cdot 0,167 \cdot 1250 = 38222 \text{ ккал/г.}$$

Розрахунок теплоти від вигару металу

При температурі нагрівання заготовки до 1200 °С, температура в печі повинна бути не менше 1300 °С. Втрати з вигаром визначаються виразом [3]:

$$Q = \frac{1350 \cdot g \cdot f}{100} = \frac{1350 \cdot 183,1 \cdot 1}{100} = 2471,8 \text{ ккал/г,} \quad (14.1)$$

де $g = 183,1$ – продуктивність печі по металу, кг/год; $f = 1$ % – відсоток вигару.

Розрахунок втрат тепла від хімічного недопалу

Втрати з хімічним недопалом визначаються за складом відхідних газів і наявності в них СО. Розрахунок втрат з хімічним недопалом виконується за формулою [3]:

$$Q_{x.n} = 0,01 \cdot \delta \cdot G_t \cdot Q_n = 0,01 \cdot 2,68 \cdot 60 \cdot 8000 = 12864 \text{ ккал/г.} \quad (14.2)$$

Однак в умовах підвищеного коефіцієнта надлишку повітря й фактичних вимірювань вмісту CO, заміряного при обстеженні за допомогою газоаналізатора (більше 4 %), втрати становлять 19200 ккал/г.

Таблиця 14.1 – Розрахунок втрат теплоти через кладку

Поверхня	Площа поверхні, м ²	Температура поверхні, °С	Температура повітря, °С	Коефіцієнт теплопередачі Ккал/м ² ·г·°С	t, °С	Q, ккал/м ² ·г	Q, ккал/г
Бічні стінки	2,08	150	30	22	120	2640	5491
Торцева стінка	2,4	80	30	15	50	750	1808
Склепіння	3,9	150	45	22	105	2310	9009
Под	3,9	75	20	15	55	825	3218
Фронт	2,62	170	45	22	125	2750	7205
Заслінки	1,28	400	50	30	350	10500	13440
Разом	16,18						40171

Розрахунок втрат теплоти через вікна з вибиванням

При розрахунку втрат через заслінки враховуються втрати при відкритті заслінок і з вибиванням газів при роботі печі:

$$Q_{\text{виб}} = Q_{\text{відкр}} + Q_{\text{виб}} \cdot \quad (14.3)$$

а. Втрати при відкритій заслінці визначається виразом:

$$Q_{\text{відкр}} = C_o \cdot F_{\text{ок}} \cdot \tau \cdot T \cdot \phi = 4,9 \cdot 1,28 \cdot 0,1 \cdot 0,6 \cdot 1573 = 592 \text{ ккал/г}, \quad (14.4)$$

де $C_o = 4,9$ – коефіцієнт випромінювання абсолютно чорного тіла; $F_{\text{ок}} = 1,28 \text{ м}^2$ – площа заслінок; $\tau = 0,1$ – частка часу відкриття вікон, г; $T = 1523 \text{ К}$ – температура в печі на 50–100 °С вище температури нагрівання металу; ϕ – коефіцієнт діафрагмування, приймаємо 0,6 [3].

б. Втрати з вибиванням пічних газів визначаються виразом:

$$Q_{\text{виб}} = V_g \cdot C_g \cdot t_g \cdot \tau, \quad (14.5)$$

$$\text{де } V_g = F \cdot w = 3600 \cdot 0,048 \cdot 2,76 = 477 \text{ м}^3/\text{год або } 82,785 \text{ нм}^3/\text{г} \quad (14.6)$$

$$F = b \cdot h, \text{ м}^2 \quad (14.7)$$

$$b = 2,4 \cdot m \quad (14.8)$$

$$h = 0,02 \cdot m \quad (14.9)$$

$$W = \mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot p} = 0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 0,6} = 2,76 \text{ м/с}, \quad (14.10)$$

де p – перепад тиску; $t_g = 1300$ °С; τ – тривалість вибивання, год; C_g – теплоємність газів, ккал/м³°С; μ – коефіцієнт діафрагмування, 0,8

$$Q_{\text{виб}} = 82,785 \cdot 0,372 \cdot 1250 = 38495 \text{ ккал/г.}$$

Усього з вибиванням і через вікна втрати становлять:

$$Q_{\text{виб}} = 592 + 38450 = 39087 \text{ ккал/г.}$$

Розрахунок втрат теплоти з викидними газами.

$$Q_{\text{ух}} = 10,3 \cdot G_{\text{д.г}} \cdot C_{\text{д.г}} \cdot t_{\text{ух}} = 10,3 \cdot 60 \cdot 0,372 \cdot 1300 = 298865 \text{ ккал/г.} \quad (14.11)$$

Фізична теплота повітря у зв'язку з відсутністю рекуперації не враховується й дорівнює нулю. Статті теплового балансу наведено в таблиці 14.2.

Таблиця 14.2 – Статті теплового балансу

Прихід теплоти	Витрата теплоти
1. Горіння палива $Q_t = 480000$ ккал/г	1. Витрата теплоти на нагрівання металу 38222 ккал/г – 7,92 %
2. Вигар металу $Q_m = 2471$ ккал/г	2. Втрати з хім. недопалом 19200 ккал/г – 4 %
3. Тепло повітря, внесеного для горіння 0 ккал/г	3. Втрати з відхідними газами, 298865 ккал/г – 63,3 %
	4. Втрати через кладку печі 40171 ккал/г – 8,3 %
	5. Втрати через заслінки 39087 ккал/г – 8,1 %
	6. Невраховані втрати 46926 – 9,7 %
Разом 482471 або 100 %	435545

Розрахунок статей теплового балансу свідчить про низьке значення ККД печі (не перевищує 8 %), а з урахуванням того, що піч споживає паливо протягом двох змін (перша робоча, третя зміна розігрів), то фактичний ККД ще нижче.

Висновок

Загальний стан печі незадовільний, кладка не має ізоляційного шару й захисного металу, що значно могло б знизити втрати в навколишнє середовище. Утилізація теплоти газів, що відходять, і теплоти, виділеної від склепіння й стін, можна використати на потреби обігріву сусідньої ділянки, або на підігрів води для лазні.

Контрольні запитання до глави 14

1. Типи газополуменевих печей.
2. Які види теплообміну беруть участь у процесі нагрівання або плавлення.
3. Які процеси відбуваються в процесі обробки матеріалу або виробів у печах?
4. Основні джерела втрат енергії в полуменевих печах.
5. Яка нормована температура на зовнішній поверхні кладки?
6. Чому відбувається вибивання газів з печей?
7. Перелічити статті приходу й витрати енергії.
8. Як можна використати потенціал вторинних енергоресурсів?

Список літератури до глави 14

1. Справочник по теплоснабжению и вентиляции ; под редакцией Р.П. Щекина. – М. : Госстройиздат, 1995. – 792 с.
2. Тринкс В. Промышленные печи / В. Тринкс. – Л. : Ленхимпром, 1931. – 75 с., 516 с.
3. Касенков М.А. Нагревательные устройства кузнечного производства / М.А. Касенков. – М. : Машгиз, 1962. – 464 с.
4. Металлургическая теплотехника, т.2 ; под ред. М.А. Глинкова. – М. : Metallurgiya, 1984. – 520 с.

Глава 15. ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ

15.1. Проект і проектний аналіз

При розробці та аналізі енергозберігаючих заходів (можливостей енергозбереження) необхідно розглядати їх у сукупності з альтернативними пропозиціями, яких повинно бути не менше трьох. Порівняльна оцінка цих заходів проводиться за такими критеріями:

- *технічним;*
- *економічним;*
- *екологічним;*
- *соціальним.*

На основі такої широкої оцінки вибирається найбільш раціональне рішення.

Критерієм ефективності й оптимальності рішення, яке приймається, зазвичай є економічні показники за умови дотримання технічних, технологічних, екологічних і соціальних обмежень.

При проведенні порівняльної оцінки за базовий варіант приймається технічне рішення, що існує на підприємстві, а як кінцевий – стан, очікуваний після впровадження розроблених заходів.

В умовах ринкових відносин на зміну критерію «народногосподарський ефект» прийшов термін – «додатковий прибуток», тобто прибуток, який залишається у розпорядженні власника в результаті реалізації проекту, так званий «чистий прибуток».

Офіційними документами, що регламентують порядок визначення ефективності енергозберігаючих заходів, є:

- ГОСТ 2155–93 «Енергозбереження. Методика визначення економічної ефективності заходів щодо енергозбереження», Держстандарт України, введений в дію з 01.01.95;

- крім того, можна користуватися виданням РФ «Методичні рекомендації з оцінки ефективності інвестиційних проектів і відбору їх для фінансування».

Рекомендації є офіційним документом, затвердженим Держбудом РФ, Мінекономіки РФ, Мінфіном РФ, Держкомпромом РФ.

В умовах дефіциту грошових коштів, і насамперед оборотних фондів, необхідно правильно оцінювати величину витрат та очікуваний прибуток від впровадження енергозберігаючих заходів.

У світовій практиці енергозбереження під проектом прийнято розуміти комплекс взаємозв'язаних заходів будь-якого характеру, направлених на досягнення мети. Тривалість проекту – це період від моменту ухвалення рішення до моменту, коли проект перестає приносити прибуток.

На стадії формування проекту має бути оцінена його доцільність. Для цього виконують проектний аналіз, який включає системну оцінку усіх переваг і недоліків інвестиційного проекту виражених у вартісних (грошових) величинах.

Економія енергії може досягатися двома шляхами:

- 1) за рахунок ефективнішого використання існуючого устаткування і технологій;

- 2) за рахунок інвестування у нове, більш енергоефективні устаткування і технології.

В обох випадках для вирішення цих завдань потрібні інвестиції, які можуть бути або внутрішніми (підприємства), або зовнішніми.

У зв'язку з цим першим кроком у реалізації енергозбереження є представлення інвесторові розрахунку економічної ефективності проекту з метою зацікавити інвестора очікуваним прибутком. У той же час інвестиція є критичним параметром по відношенню до довготривалої стабільності і зростання бізнесу. Основна причина вкладання інвестицій в енергоефективність – це зменшення виробничих витрат і, насамперед, на енергоспоживання. При цьому інвестиція в енергозбереження може мати декілька вигод.

У процесі техніко-економічного аналізу енергозберігаючих заходів визначаються наступні показники:

- інвестиції (капітальні і поточні витрати);
- річні заощадження;
- термін окупності заходів;
- чистий прибуток, тобто прибуток на кожен вкладений грошову одиницю витрат.

Методику виконання проектного аналізу може бути спрощено подано у вигляді постановки певних питань:

Яка мета проекту?

Які варіанти проекту необхідно порівнювати?

У яких масштабах повинні оцінюватися вигоди і витрати?

Який період потрібно оцінювати при розрахунку вигод і витрат проекту?

Що таке вигоди і витрати?

Які критерії можуть бути використані для ухвалення рішення про реалізацію проекту?

Існують два методи оцінки проекту: економічний і фінансовий.

Економічний аналіз проводиться зазвичай при вирішенні завдань з погляду суспільної вигоди.

Фінансовий аналіз припускає оцінку доцільності реалізації проекту з погляду приватного інвестора. Метою такого аналізу є досягнення максимального приватного прибутку. Цей вид аналізу простіше і доступніше для інженерного персоналу, що робить його частіше використовуваним у роботі енергоменеджерів та енергоаудиторів. Одним з важливих завдань при виконанні проектного аналізу є визначення терміну дії проекту.

15.2. Передінвестиційна фаза проекту

Розробка інвестиційного проекту передбачає три фази: передінвестиційну, інвестиційну та експлуатаційну, кожна з яких має ряд стадій. У передінвестиційній фазі має місце декілька видів діяльності, які згодом

поширюються і на інвестиційну. Як тільки дослідження інвестиційних можливостей визначили надійність життєздатності проекту, починаються етапи сприяння інвестиціям і планування їх здійснення. З метою зменшення втрат обмежених ресурсів необхідне ясне розуміння послідовності дій при розробці інвестиційного проекту від концепції до експлуатаційної стадії. На передінвестиційній стадії успіх визначають маркетингові, технічні, фінансові й економічні рішення і їх порівняльний аналіз. На цьому етапі витрати не повинні служити перешкодою для всесторонньої експертизи та оцінки проекту, оскільки надалі можуть зберегти значні кошти. На рис. 15.1 наведено діаграма фаз проектного циклу.



Рис. 15.1 Фази проектного циклу

Аналіз інвестиційних можливостей включає такі пункти для дослідження:

- природні ресурси, придатні до використання як сировина і джерело енергії;

- існуюча структура сільського господарства як основа переробної промисловості;
- попит на споживчі товари в майбутньому при зростанні чисельності і добробуту населення;
- дія на навколишнє середовище;
- можливі зв'язки з місцевими і транснаціональними компаніями;
- можливості диверсифікації;
- можливе розширення існуючої виробничої бази;
- загальний інвестиційний клімат;
- промислова політика;
- наявність і вартість виробничих чинників;
- експортні можливості.

При вирішенні завдань інвестиційних пропозицій на основі результатів енергоаудиту в основному виконують тільки фінансову оцінку. А за умови маловитратних і середньовитратних заходів, коли інвестиції є частиною власності самого підприємства, фінансова оцінка проводиться на підставі розрахунку простого терміну окупності без урахування чинників зміни вартості грошей та аналізу зовнішніх чинників розвитку суміжних галузей.

15.3. Основні показники фінансової оцінки

При проведенні фінансової оцінки проекту необхідно чітко оцінити часові межі. При визначенні часових меж проекту за критерій приймають або фізичний, або моральний термін зносу основних фондів. Часовий горизонт дуже важливий для визначення витрат і вигод від проекту.

До витрат відносять капітальні витрати, витрати на монтаж, витрати, пов'язані з ремонтами та експлуатацією устаткування.

До вигод відносять скорочення витрат на енергоносії, збільшення продуктивності, підвищення якості продукції.

Визначення витрат і вигод є першим етапом проектного аналізу. Результати такого аналізу подаються у вигляді прогнозу руху коштів. Чим більше вигод по відношенню до витрат, тим вигідніше проект.

Інвестиції I_0 включають усі витрати, пов'язані із загальним вкладанням засобів на впровадження енергозберігаючих заходів або проекту. У це поняття входять такі статті витрат:

- вартість проектної документації;
- вартість устаткування;
- вартість матеріалів;
- вартість монтажу і пусконаладжувальних робіт;
- інші витрати;
- податки.

Річне чисте заощадження B – чистий щорічний прибуток, що отримується після впровадження енергозберігаючого заходу або проекту, визначається виразом

$$B = 3 \cdot E, \quad (15.1)$$

де 3 – річне заощадження енергії, E – вартість одиниці енергії з урахуванням можливих змін тарифів.

Термін окупності TO – період, необхідний для того, щоб інвестиції окупилися (period value).

$$TO = \frac{I}{B}. \quad (15.2)$$

Коефіцієнт чистого поточного прибутку $KЧПП$ – відношення чистого дійсного прибутку $ЧДП$ до інвестицій I

$$KЧПП = \frac{ЧДП}{I}. \quad (15.3)$$

Чистий дійсний прибуток (ЧДП) – визначається виразом

$$\text{ЧДП} = B \cdot [1 - (1 + r)^n / r] - I, \quad (15.4)$$

де r – реальна процентна ставка; n – економічний термін служби проекту.

Реальна процентна ставка визначається виразом

$$r = \frac{n_p - b}{1 + b}, \quad (15.5)$$

де n_p – номінальна процентна ставка банку, % ; b – рівень інфляції.

Результати розрахунків за варіантами заносять у таблицю 15.1, яка є наочною інформацією при ухваленні рішень.

Таблиця 15.1 – Визначення чистого дійсного прибутку

Рік	Витрати	Вигоди	Потік грошей	Коеф. дисконту ($r=15\%$)	Сьогоднішня вартість грошей
0	20000	0	-20000	1	-20000
1	0	10000	10000	0,87	8700
2	0	10000	10000	0,736	7560
3	0	6000	6000	0,638	3948
4	0	6000	6000	0,572	3432
Усього	20000	32000			3,640

Метод ЧДП визначає, чи заробляють інвестиції в проект більше або менше, ніж цільова норма прибутку. Умова, при якій ЧДП дорівнює нулю, називається внутрішньою нормою прибутку (ВНП). Цей метод визначається організаціями в тих випадках, коли у них немає чіткого уявлення відносно ставки дисконту. Використовуючи метод ВНП можна визначити прийнятність умов дисконтування.

Приклад розрахунку (з використанням даних прикладу табл. 15.1) наведено в табл. 15.2.

Таблиця 15.2 – Розрахунок по методу внутрішньої норми прибутку

Рік	Грошовий потік	Ставка дисконту 24 %	Сьогоднішня вартість грошей	Ставка дисконту 25%	Сьогоднішня вартість грошей
0	–20000	1	–20000	1	–20000
1	10000	0,8065	8065	0,8	8000
2	10000	0,6504	6504	0,64	6400
3	6000	0,5245	3147	0,512	3072
4	6000	0,4230	2538	0,4096	2458
разом	12000		+254		–70

Як видно з наведеної таблиці, інвестиція заробляє при ставці дисконту 24 % і не заробляє при ставці дисконту 25 %. При оцінці методом ВНП розбіжність у визначенні ставки дисконту не повинна перевищувати 1–2 %. При великих значеннях між ставками дисконту рішення не дає однозначного результату.

15.4. Визначення термінів окупності

Період окупності визначається як час, необхідний для повернення первинних інвестиційних витрат за допомогою накопичених чистих потоків реальних грошей.

При розробці аудиторами можливостей енергозбереження (МЕЗ) зазвичай проводять просту оцінку терміну окупності. При цьому не враховується дисконтна ставка, податки і часто амортизаційні відрахування. Такий метод придатний для заходів маловитратних, термін окупності яких не більше 1–2 роки.

Окупність зазвичай трактується як точка беззбитковості. Це точка, в якій надходження від продажів дорівнює витратам. У роботах, направлених на енергозбереження, має значення не обсяг продажів, а зниження витрат на оплату енергоносіїв. У той же час точка беззбитковості залежить від обсягів продукції.

У загальному випадку, перш ніж розраховувати точку беззбитковості виробництва, слід переконатися у такому:

- витрати є функцією обсягу виробництва;
- обсяг виробництва дорівнює обсягу продажів;
- постійні експлуатаційні витрати однакові для будь-якого обсягу виробництва;
- змінні витрати виробництва змінюються пропорційно обсягам виробництва.

Беззбиткове виробництво – це кількість одиниць продукції Π , яку необхідно виробити і реалізувати, щоб повністю покрити всі річні витрати Z_p при даній продажній ціні одиниці продукції c_{Π} і змінних питомих витратах c_v

$$(c_{\Pi} - c_v) \Pi = Z_p.$$

На рис. 15.2 подано графічне зображення розрахунку умов беззбитковості, де ВБ – величина беззбитковості, БВ – беззбиткове виробництво.

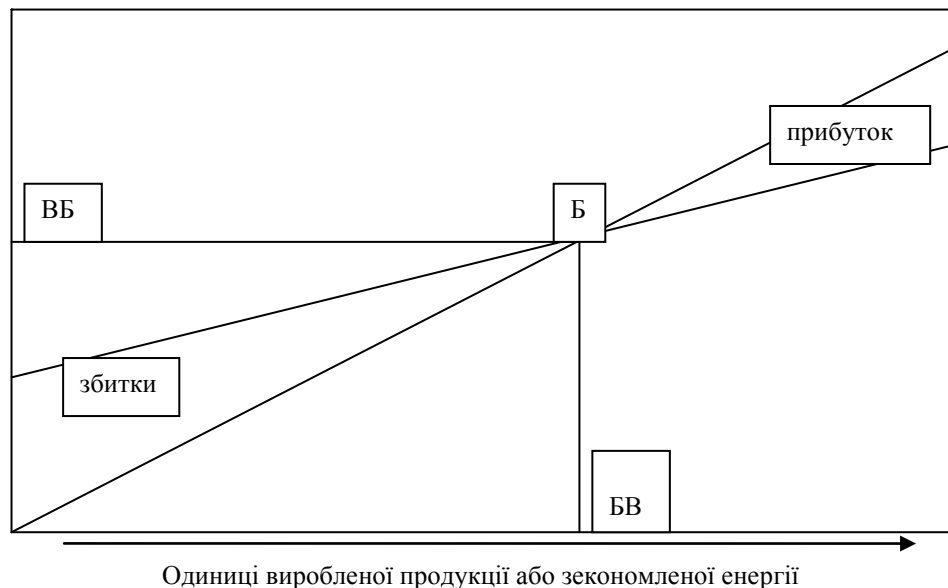


Рис. 15.2. Визначення умов беззбитковості

Завдання 1. Порівняти, який з проектів вигідніше

<i>Економія</i>	<i>Роки</i>					
<i>Фінанси</i>	1	2	3	4	5	6
Проект 1	500	500	50	0	0	0
Проект 2	500	500	250	250	250	250
Проект 3	250	750	500	400	250	250

Контрольні запитання до глави 15

1. Що таке коефіцієнт чистого поточного прибутку (КЧПП)?
2. Як визначається реальна процентна ставка?
3. Як розраховується простий термін окупності?
4. Що таке умови беззбитковості?

Список літератури до глави 15

1. Berens V. Керівництво по підготовці промислових техніко-економічних досліджень / V. Berens, P.M. Havrans. – Viena, 1994.

2. Державний стандарт України ДСТУ 4065–2001 «Енергоаудит. Загальні положення» / Держстандарт України, Київ: - 2001 р.

ДОДАТКИ

Додаток А. СПІВВІДНОШЕННЯ МІЖНАРОДНИХ ОДИНИЦЬ

ОДИНИЦІ ВИМІРЮВАННЯ

БТЕ – британська теплова одиниця;
Вт – ват;
ГДж – гігаджоуль;
Гкал – гігакалорія
г – грам;
кВА – кіловольт-ампер;
кВт – кіловат;
кВт·год – кіловат-год;
кВ – кіловольт;
кг – кілограм;
кг·с – кілограм-сила;
кг·у.п. – кілограм умовного палива;
ккал – кілокалорія;
лм – люмен, світловий потік;
МДж – мегаджоуль;
МВт – мегават;
м² – метр квадратний;
м³ – метр кубічний;
хв – хвилина;
мм – міліметр;
см² – сантиметр квадратний;
°С – градуси Цельсія;
т – метрична тонна;
°Ф – градус Фаренгейта;
год – година.

КОЕФІЦІЄНТИ ПЕРЕТВОРЕННЯ

ТЕПЛОТА

1 кал = 4,187 Дж
1 ккал = 4,187 кДж = 3,968 Btu
1 Гкал = 4,187 · 10³ МДж = 4,187 ГДж
1 Btu = 1055 Дж = 1,055 кДж

ТИСК

1 кгс/см² = 1 атм
1 атм = 101,325 кПа = 0,1 Мпа
1 бар = 10⁵ Па = 100 кПа = 0,1 МПа

МІРИ ДОВЖИНИ

1 мм = 0,0394 in = 0,00328 ft
1 см = 0,3937 in = 0,0328 ft
1 м = 39,37 in = 3,281 ft

МІРИ ОБ'ЄМУ

1 м³ = 35,31 ft³ = 1000 л
1 л = 35,31 · 10⁻³ ft³
1 л = 0,264 gal (US)

ТЕМПЕРАТУРА

°С = 0,56 (°F – 32)

ТЕПЛОВМІСТ

1 кДж/кг = 0,43 Btu/lb
1 кДж/м³ = 26,84 · 10⁻³ Btu/ft³
1 МДж/м³ = 26,84 Btu/ft³
1 ккал/м³ = 4,187 кДж/м³ = 0,112 Btu/ft³

МІРИ ВАГИ

1 г = 2,2046 · 10⁻³ lb
1 кг = 2,2046 lb
1 т = 1000 кг = 2,2046 · 10⁻³ lb

МІРИ ПЛОЩИНИ

1 см² = 0,155 in² = 1,076 · 10⁻³ ft²
1 м² = 1,55 · 10³ in² = 10,76 ft²

ПОТУЖНІСТЬ

1 Вт = 3,6 · 10³ Дж/год
1 кВт = 3,6 · 10³ кДж/год = 3,6 МДж/год = 860 ккал/год
1 МВт = 3,6 · 10³ МДж/год = 0,86 Гкал/год
1 ккал/год = 1,163 · 10⁻³ кВт
1 Гкал/год = 1163 кВт = 1,163 МВт
1 кВт = 1,36 НР
1 кВт = 1,34 НР

Додаток Б. ЕНЕРГЕТИЧНІ ЕКВІВАЛЕНТИ

Таблиця Д.Б.1 – Залежність теплового еквівалента та теплотворної здатності газу біомаси (біогазу) від його складу

Метан CH ₄ , %	Водень H ₂ , %	Вуглекислий газ CO ₂ , %	Сірководень H ₂ S, %	Азот N ₂ , %	Q _н , кДж/кг	E _т
55	0,5	28	0,5	0,5	18000	0,6
62,5	0,5	35,5	0,5	0,5	20500	0,7
70	0,5	43	0,5	0,5	23000	0,79
90	0,5	9	–	0,5	32040	1,09

Таблиця Д.Б.2 – Залежність теплотворної здатності і теплового еквівалента соломи деяких зернових від її вологості

Вид соломи	Q _н сухої соломи (кДж/кг)	Тепловий еквівалент E _т	Вологість сухої соломи, %	Q _н сирії соломи (кДж/кг)	Тепловий еквівалент E _т
Пшениця	17300	0,59	12 – 22	12900 – 14900	0,44 – 0,51
Ячмінь	16100	0,55	12 – 22	12000 – 13900	0,41 – 0,47
Кукурудза	16800	0,57	50 – 70	3300 – 7200	0,11 – 0,24

Таблиця Д.Б.3 – Коефіцієнти переводу в умовне паливо деяких видів палива

Види горючих матеріалів	Тепловий еквівалент E _п
1. Тверде паливо	
Дрова	0,27 – 0,43
Торф	0,29 – 0,6
Вугілля і вугільні брикети	0,24 – 0,59
Сланці	0,43
Донецьке вугілля	0,64 – 0,89
Антрацит	0,83 – 0,98
Кам'яне вугілля і кам'яновугільні брикети	0,92 – 0,96
Львівсько-Волинське вугілля	0,79
Кокс	0,88 – 0,99
Деревне вугілля	0,97
2. Рідке паливо	
Мазут	1,31 – 1,47
Нафта сирець	1,43
Конденсат	1,43
Паливо	1,43 – 1,45
Бензин	1,46 – 1,49
Гас (керосин)	1,46 – 1,47
Бензол	1,37
Толуол	1,38
Спирт етиловий	0,91

Закінчення табл.Д.Б.3

Види горючих матеріалів	Тепловий еквівалент E_n
3. Горючі газ, в тому числі штучні	
Доменний газ (колошниковий газ)	0,13
Генераторний газ	0,17
Конвертерний газ	0,31
Феросплавний газ	0,33
Водяний газ	0,34
Подвійний водяний газ	0,39
Сланцевий газ	0,56
Коксовий газ	0,61
Природний газ	1,15–1,21
Попутний газ	1,36–1,72
Нафтозаводський газ	1,5
Зріджений газ (технічний пропан)	3,2
Зріджений газ (технічний бутан)	4,16

Таблиця Д.Б.4 – Залежність тепловидатної здатності і теплового еквівалента паливних брикетів на основі відходів деревообробної промисловості, сільського і лісового господарства від змісту біокомпонентів

Двокомпонентні паливні брикети				
Склад основних компонентів біопалива		Q_n , кДж/кг	Тепловий еквівалент	
Біомаса чиста, %	Хвойна мука, %			
Солома пшенична				
90	10	18500		0,63
70	30	21350		0,73
50	50	25500		0,87
Тирса (сосна)				
90	10	19250		0,67
70	30	22150		0,76
50	50	26100		0,89
Трикомпонентні паливні брикети				
Склад основних компонентів біопалива			Q_n , кДж/кг	Тепловий еквівалент E_t
Біомаса чиста, %	Хвойна мука, %	Попіл деревного вугілля, %		
Солома пшенична				
80	10	10	18500	0,63
60	15	25	21200	0,72

Закінчення табл. Д.Б.4

Двокомпонентні паливні брикети					
Склад основних компонентів біопалива				Q_n , кДж/кг	Тепловий еквівалент
60	25	15		21700	0,74
40	40	20		27300	0,93
40	20	40		26800	0,91
Тирса (сосна)					
80	10	10		19000	0,65
60	15	25		22100	0,75
60	25	15		22800	0,78
Чотирикомпонентні паливні брикети					
Склад основних компонентів біопалива				Q_n , кДж/кг	Тепловий еквівалент E_T
Солома пшенична, %	Тирса (сосна), %	Хвойна мука, %	Попіл деревного вугілля, %		
10	40	10	40	22950	0,78
20	30	40	10	23250	0,79
10	30	50	10	27750	0,95
40	10	40	10	25750	0,88
10	10	40	40	32250	1,1

Додаток В

НОРМАТИВИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ТА ВЕНТИЛЯЦІЇ

Таблиця Д.В.1 – Нормативна температура повітря усередині приміщень

Назва приміщення	Температура внутрішнього повітря, $t_{\text{вн}}$, °C
Житлові та адміністративно-громадські приміщення	
Готелі, гуртожитки, адміністративні будівлі	18 – 20
Вищі і загальні спеціальні навчальні заклади, загальноосвітні школи, школи–інтернати, лабораторії, підприємства громадського харчування, клуби, будинки культури	16
Театри, магазини, пожежні депо	15
Кінотеатри	14
Гаражі	10
Дитячі садки, ясла, поліклініки, амбулаторії, диспансери, лікарні	20
Лазні	25
Виробничі приміщення	
Душові	25
Кімнати для обігріву робітників, переддушові	23
Номери, вестибюль, гардероб, коридори готелю; кімнати для відпочинку	20
Основні виробничі цехи та відділи заводів, приміщення управлінь, конструкторських бюро, громадських організацій, спортивні зали, житлові кімнати	18
Машинні й апаратні відділення аміачних і фреонових установок, зарядні приміщення, вестибулі, приміщення для ремонту спецодягу, взуття; гардеробні, приміщення для ремонту і технічного обслуговування автомобілів	16
Димогенераторні і топкові відділення	14
Торгівельні зали продовольчих магазинів, комори буфета, інвентарю, склади спецій, муки, цукру, масла	12
Сховища для збереження консервантів, відділ соління і відмочування, сховища для збереження шин, хімікатів, лакофарбових і змішаних матеріалів	10
Приміщення для збереження автомобілів, машинні відділення ліфтів. Приміщення розподільних пристроїв, склади тари, солі, соління, овочів	5

Примітка. * Внутрішня температура повітря прийнята за даними проектів громадських будівель і закладів обслуговування населення. При відсутності відомостей про призначення громадських будівель розрахункову температуру внутрішнього повітря для них приймають 18 °C.

Продовження додатка В

Таблиця Д.В.2 – Питомі теплові характеристики адміністративних будівель, лікувальних, культурно-просвітніх і дитячих закладів

Споживачі	Об'єм будинку, тис. м ³	q_0^v при –30 °С, Вт/(м ³ ·°С), (ккал/(год·м ³ ·°С))	
		опалення	вентиляція
1	2	3	4
Адміністративні будівлі	до 5	0,50 (0,43)	0,10 (0,09)
	до 10	0,44 (0,38)	0,09 (0,08)
	до 15	0,41 (0,38)	0,08 (0,07)
	більше 15	0,37 (0,32)	0,19 (0,16)
Клуби	до 5	0,43 (0,37)	0,29 (0,25)
	до 10	0,38 (0,33)	0,27 (0,23)
	більше 10	0,35 (0,30)	0,23 (0,20)
Кінотеатри	до 5	0,42 (0,36)	0,50 (0,43)
	до 10	0,37 (0,32)	0,45 (0,39)
	більше 10	0,35 (0,30)	0,44 (0,38)
Театри	до 10	0,34 (0,29)	0,48 (0,41)
	до 15	0,31 (0,27)	0,47 (0,40)
	до 20	0,26 (0,22)	0,44 (0,38)
	до 30	0,23 (0,20)	0,42 (0,36)
	більше 30	0,21 (0,18)	0,40 (0,31)
Універмаги	до 5	0,44 (0,38)	–
	до 10	0,4 (0,33)	0,09 (0,08)
	більше 10	0,36 (0,31)	0,31 (0,27)
Дитячі ясла	до 5	0,44 (0,38)	0,19 (0,11)
	більше 5	0,39 (0,34)	0,12 (0,10)
Школи	до 5	0,45 (0,39)	0,10 (0,09)
	до 10	0,41 (0,35)	0,09 (0,08)
	більше 10	0,38 (0,33)	0,08 (0,07)
Вищі навчальні заклади і технікуми	до 10	0,41(0,35)	–
	до 15	0,38 (0,33)	0,12 (0,10)
	до 20	0,35 (0,3)	0,09 (0,08)
	більше 20	0,28 (0,24)	0,09 (0,08)
Лабораторні корпуси	до 5	0,43 (0,37)	1,16 (1,00)
	до 10	0,14 (0,35)	1,11 (0,95)
	більше 10	0,38 (0,33)	1,05 (0,90)
Гуртожитки	до 3	0,49 (0,42)	–
	3–5	0,44 (0,38)	–
	5–10	0,4 (0,35)	–
	10–15	0,36 (0,31)	–
	15–20	0,33 (0,28)	–

Закінчення таблиці Д.В.2

1	2	3	4
Лікарні	до 5	0,47 (0,40)	0,34 (0,29)
	до 10	0,42 (0,36)	0,33 (0,28)
	до 15	0,37 (0,32)	0,29 (0,26)
	більше 15	0,35 (0,30)	0,29 (0,25)
Лазні	до 5	0,33 (0,28)	1,16 (1,00)
	до 10	0,29 (0,25)	1,11 (0,95)
	більше 10	0,27 (0,23)	1,05 (0,90)
Пральні	до 5	0,44 (0,38)	0,93 (0,80)
	до 10	0,38 (0,33)	0,91 (0,78)
	більше 10	0,36 (0,31)	0,87 (0,75)
Підприємства громадського харчування, фабрики-кухні	до 5	0,41 (0,35)	0,81 (0,70)
	до 10	0,38 (0,33)	0,76 (0,65)
	більше 10	0,35 (0,30)	0,70 (0,61)
Пожежні депо	до 2	0,56 (0,48)	0,16 (0,14)
	до 5	0,54 (0,46)	0,10 (0,09)
	більше 5	0,52 (0,45)	0,10 (0,09)
Гаражі	до 2	0,81 (0,70)	–
	до 3	0,74 (0,60)	–
	до 5	0,64 (0,55)	0,81 (0,70)
	більше 5	0,58 (0,50)	–0,76 (0,65)

Таблиця Д.В.2а – Питомі опалювальні характеристики виробничих будівель для розрахунку витрат теплоенергії на опалення і вентиляцію на 1 м³ об'єму

Назва цеху, будинку, споруди	Об'єм споруди V , тис. м ³	Питома теплова характеристика, Ккал/м ³ год °С	
		на опалення q_0 вентиляцію	на вентиляцію
1	2	3	4
1. Виробничі та промислові будівлі		0,45 – 0,75	Розрахункова
2. Механовиробничі Механічні, слюсарні цехи	5 – 10	0,55 – 0,45	0,40 – 0,25
	>10	0,40	0,15
3. Цехи металоконструкцій	до 10	0,45	0,65
	>10	0,38	0,53
4. Ковальські цехи	до 10	0,35	0,65
	>10	0,30	0,60

Закінчення табл. Д.В.2а

1	2	3	4
5. Термічні цехи	до 5	0,40	1,20
	5 – 10	0,30	1,00
6. Гальванічні цехи	до 2	0,65	5,0
	2–5	0,55	3–5
7. Котельні	2 – 5	0,1	0,3 – 0,5
	5 – 10	0,1	0,3 – 0,5
8. Гаражі	до 2	0,7	–
	3	0,6	–
9. Насосні станції	5	0,55	0,7
	до 0,5	0,85	–
10. Лабораторії	до 5	0,37	1,0
	10	0,35	0,95
11. Склади хімічних речовин, фарб	до 1	0,8	–
	1 – 2	0,75–0,65	–
12. Пральні	2 – 5	0,65–0,6	0,6–0,45
	до 5	0,38	0,8
13. Адміністративні будівлі	10	0,33	0,78
	до 5	0,43	0,1
	10	0,38	0,09
	15	0,39	0,08
14. Житлові будинки	до 3	0,42	–
	5	0,38	–
	10	0,33	–
	15	0,31	–

* при наявності ізолюваного приміщення.

Таблиця Д.В.3 – Укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення житлових будинків на 1 м² житлової площі q_0^s , Вт/м²

Поверховість житлової забудови	Характеристика споруди	Розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування опалення $t_{\text{но}},^{\circ}\text{C}$									
		–15	–10	–15	–20	–25	–30	–35	–40	–45	–50
Для будівель до 1985 р.											
1–2	Без врахування енергозберігаючих заходів	148	154	160	205	213	230	234	237	242	255

Закінчення табл. Д.В.3

Поверховість житлової забудови	Характеристика споруди	Розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування опалення $t_{\text{но}}, ^\circ\text{C}$									
		-15	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50
3–4		95	102	109	117	126	134	144	150	160	169
5 та більше		65	70	77	79	86	88	98	102	109	115
1–2	3 врахуванням енергозберігаю- чих заходів	147	153	160	194	201	218	222	225	230	242
3–4		90	97	103	111	119	128	137	140	152	160
від 5		65	69	73	75	82	88	92	96	103	109
Для будівель після 1985 р.											
1–2	За типами проектів	145	152	159	166	173	177	180	187	194	200
3–4		74	80	86	91	97	101	103	109	116	123
від 5		65	67	70	73	81	87	87	95	100	102

Таблиця Д.В.4 – Параметр n для огорожжуваних конструкцій

№ з/п	Огороджувачі конструкції	n
1	Зовнішні стіни і покриття, перекриття горищні (з покрівлею зі штучних матеріалів) і над проїздами, перекриття над холодними без огорожжуваних стінок, що огорожують, підвалами у Північній будівельно-кліматичній зоні	1,0
2	Перекриття над холодними підвалами, що стикаються з зовнішнім повітрям, перекриття горищні (з покрівлею з рулонних матеріалів), перекриття над холодними зі стінками, що огорожують, підвалами і холодними поверхами в Північній будівельно-кліматичній зоні	0,9
3	Перекриття над неопалюваними підвалами зі світловими прорізами в стінах	0,75
4	Перекриття над неопалюваними підвалами без світлових прорізів у стінах, які розташовані вище рівня землі	0,6
5	Перекриття над неопалюваними технічними підвалами, розташованими нижче рівня землі	0,4

Продовження додатка В

Таблиця Д.В.5 – Опір теплопередачі заповнень світлових прорізів
(вікон, балконних дверей, ліхтарів)

№ з/п	Заповнення світлового прорізу	Опір теплопере- дачі R_v , ($m^2 \cdot C$)/Вт
1	Подвійне остекління в дерев'яних плетіннях	0,4
2	Подвійне остекління в дерев'яних роздільних плетіннях	0,44
3	Подвійне остекління в металевих роздільних плетіннях	0,34
4	Блоки скляні пустотілі розмірами 194x194x98 мм при ширині швів (без плетіння)	0,31
5	Блоки скляні пустотілі розмірами 224x224x98 мм при ширині швів (без плетіння)	0,33
6	Профільне скло коробчатого перерізу (без плетіння)	0,31
7	Органічне скло подвійне для зелених ліхтарів	0,36
8	Органічне скло потрійне для зелених ліхтарів	0,52
9	Потрійне остекління в роздільно-спарених плетіннях	0,55
10	Однокамерний склопакет зі скла в дерев'яних плетіннях: звичайного з твердим селективним покриттям з м'яким селективним покриттям	0,38 0,51 0,56
11	Однокамерний склопакет зі скла в металевих плетіннях: звичайного з твердим селективним покриттям з м'яким селективним покриттям	0,34 0,43 0,47
12	Звичайне скло й однокамерні склопакети в роздільних плетіннях: звичайне скло з твердим селективним покриттям з м'яким селективним покриттям	0,56 0,65 0,72

Таблиця Д.В.6 – Норми витрат гарячої води

№ з/п	Споживачі	Одиниці вимірю- вання	Норма витрат при 55 °С, л/добу
1	2	3	4
1	Гуртожитки: із загальними душовими з душами у всіх житлових кімнатах із загальними кухнями і блоками душових на поверхах при житлових кімнатах у кожній секції будинку	1 житель – // – – // –	50 60 80

Закінчення табл. Д.В.6

1	2	3	4
2	Готелі, мотелі, пансіонати із загальними ваннами і душами	– // –	70
3	Готелі з ванними в окремих номерах: а) до 25 % загальної кількості номерів б) до 75 % загальної кількості номерів в) у всіх номерах		100 150 180
4	Готелі і пансіонати з душами у всіх окремих номерах		140
5	Лікарні: із загальними санвузлами і душовими із санітарними вузлами, наближеними до палат інфекційні	1 ліжко	75 90 110
6	Санаторії, будинки відпочинку: з ванними при всіх житлових кімнатах з душами при всіх житлових кімнатах	Те ж	120 75
7	Поліклініки, амбулаторії	1 хворий у зміну	5,2
8	Дитячі ясла-садки: з денним перебуванням дітей: з їдальнями, що працюють на напівфабрикатах з їдальнями, що працюють на сировині, і пральнями, обладнаними автоматичними пральними машинами з цілодобовим перебуванням дітей: з їдальнями, що працюють на напівфабрикатах з їдальнями, що працюють на сировині, і пральнями, обладнаними автоматичними пральними машинами	1 дитина	11,5 25 21,4 28,5
9	Дитячі табори (у тому числі цілорічної дії): з їдальнями, що працюють на сировині, і пральнями, які обладнані автоматичними пральними машинами з їдальнями, що працюють на напівфабрикатах, і пранням білизни в централізованих пральнях	1 місце	40 30
10	Пральні: немеханізовані механізовані	1 кг сухої білизни	25 15
11	Адміністративні будівлі	1 праців- ник	5
12	Навчальні заклади (вищі і середні) з душовими в спортивних залах і буфетами, що реалізують готову продукцію	1 учень та 1 викла- дач	6
13	Лабораторії вищих, середніх спеціальних закладів	1 прилад в зміну	112

Закінчення табл. Д.В.6

1	2	3	4
14	Загальноосвітні школи з душовими при гімнастичних залах і їдальнями, що працюють: на напівфабрикатах те ж із продовженим днем	1 учень та 1 викладач	3 3,4
15	ПТУ з душовими при гімнастичних залах і їдальнями	– // –	8
16	Шкільні інтернати з приміщеннями: навчальними (з душовими при гімнастичних залах) спальними	– // – 1 місце	2,7 30
17	НДІ і лабораторії: хімічного профілю біологічного профілю фізичного профілю природничих наук	1 працівник	60 55 15 5
18	Аптеки: торговий зал і підсобні приміщення лабораторія готування ліків	– // –	5 55
19	Підприємства громадського харчування: для готування їжі, яка реалізується і в обідньому залі продається з собою	1 умовне блюдо	12,7 11,2
20	Магазини: продовольчі промтоварні	1 робоче місце в зміну (20 м ² торго- вого залу) 1 працівник в зміну	65 5
21	перукарні	1 робоче місце в змін	33
22	Кінотеатри	1 місце	1,5
23	Клуби	1 місце	2,6
24	Театри: для глядачів для артистів	1 місце 1 артист	5 25
25	Стадіони та спортзали: для глядачів для фізкультурників (з урахуванням прийому душу) для спортсменів (з урахуванням прийому душу)	1 місце 1 фізкульт. 1 спортсмен	1 80 60
26	Плавальні басейни: для глядачів для спортсменів (з урахуванням прийому душу)	1 місце 1 спортсмен	1 60

Таблиця Д.В.7 – Норма витрат холодної води споживачами

№ з/п	Споживачі	Одиниці вимірювання	Норма витрат води загальна (в т. ч. гаряча), л/добу
1	2	3	4
1	Гуртожитки: із загальними душовими з душами у всіх житлових кімнатах із загальними кухнями і блоками душових на поверхах при житлових кімнатах у кожній секції будинку	1 житель – // – – // –	85 110 140
2	Готелі, мотелі, пансіонати із загальними ваннами і душами	– // –	120
3	Готелі з ванними в окремих номерах: а) до 25 % загальної кількості номерів б) до 75 % загальної кількості номерів в) у всіх номерах		200 250 300
4	Готелі і пансіонати з душами у всіх окремих номерах		230
5	Лікарні: із загальними санвузлами і душовими із санітарними вузлами, наближеними до палат інфекційні	1 ліжко	115 200 240
6	Санаторії, будинки відпочинку: з ванними при всіх житлових кімнатах з душами при всіх житлових кімнатах	Те ж	200 150
7	Поліклініки, амбулаторії	1 хворий у зміну	13
8	Дитячі ясла-садки: з денним перебуванням дітей: з їдальнями, що працюють на напівфабрикатах з їдальнями, що працюють на сировині, і пральнями, обладнаними автоматичними пральними машинами з цілодобовим перебуванням дітей: з їдальнями, що працюють на напівфабрикатах з їдальнями, що працюють на сировині, і пральнями, обладнаними автоматичними пральними машинами	1 дитина	21,5 75 39 93
9	Дитячі табори (у тому числі цілорічної дії): з їдальнями, що працюють на сировині, і пральнями, обладнаними автоматичними пральними машинами з їдальнями, що працюють на напівфабрикатах, і пранням білизни в централізованих пральнях, обладнаних автоматичними пральними машинами	1 місце	130 55

Закінчення табл. Д.В.7

1	2	3	4
10	Пральні: немеханізовані механізовані	1 кг сухої білизни	75 40
11	Адміністративні будівлі	1 працівник	12
12	Навчальні заклади (вищі і середні) з душовими в спортивних залах і буфетами, які реалізують готову продукцію	1 учень та 1 викладач	17,2
13	Лабораторії вищих, середніх спеціальних закладів	1 прилад в зміну	224
14	Загальноосвітні школи з душовими при гімнастичних залах і їдальнями, що працюють: на напівфабрикатах те ж із продовженням днем	1 учень та 1 викладач	10 12
15	ПТУ з душовими при гімнастичних залах і їдальнями	– // –	20
16	Шкільні інтернати з приміщеннями: навчальними (з душовими при гімнастичних залах) спальними	– // – 1 місце	9 70
17	НДІ і лабораторії: хімічного профілю біологічного профілю фізичного профілю природничих наук	1 працівник	460 310 125 12
18	Аптеки: торговий зал і підсобні приміщення лабораторія готування ліків	– // –	12 310
19	Підприємства громадського харчування: для готування їжі, яка реалізується в обідньому залі і продається додому	1 умовне блюдо	16 14
20	Магазини: продовольчі промтоварні	1 роб. місце в зміну (20 м ² торгового залу), 1 пра- цівник в зміну	250 12
21	Перукарні	1 робоче місце в зміну	56
22	Кінотеатри	1 місце	4
23	Клуби	1 місце	8,6
24	Театри: для глядачів для артистів	1 місце 1 артист	10 40

Закінчення табл. Д.В.7

1	2	3	4
25	Стадіони і спортзали: для глядачів для фізкультурників (з урахуванням прийому душу) для спортсменів (з урахуванням прийому душу)	1 місце 1 фізкульт. 1 спортсмен	3 50 100
26	Плавальні басейни: поповнення басейну для глядачів для спортсменів (з урахуванням прийому душу)	% місткості 1 місце 1 спортсмен	10 3 100

Таблиця Д.В.8 – Контрольні показники питомого теплового потоку для систем опалення житлових та громадських споруд

Тип споруди	Етажність	Питома теплова потужність, Вт/м ²				Питоме теплоспоживання, ГДж/(м ² рік)			
		При кількості S, градусо-діб							
		>3501	3000–3500	2501–3000	<2500	>3501	3001–3500	2501–3000	<2500
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Житловий будинок одноквартирний	1	94	93	91	83	0,77	0,72	0,63	0,50
	2	86	83	81	74	0,70	0,65	0,56	0,45
Те ж, двоквартирний	1	79	77	76	68	0,65	0,59	0,52	0,41
	2	72	69	68	63	0,59	0,54	0,47	0,38
Те ж, секційний	3	61	58	57	51	0,50	0,45	0,40	0,31
	4	57	56	55	48	0,47	0,43	0,38	0,29
Рядова, кутова, поворотна житлова блок-секція	5	55	53	52	48	0,45	0,41	0,36	0,29
	9–10	51	50	49	43	0,41	0,38	0,34	0,25
	12–16	55	53	52	48	0,45	0,41	0,36	0,29
	>16	59	57	56	50	0,49	0,45	0,40	0,31
Торцева-житлова блок-секція з рядовим закінченням	5	57	55	54	50	0,47	0,43	0,38	0,31
	9–10	53	52	60	45	0,43	0,40	0,34	0,27
	12–16	57	55	54	50	0,47	0,43	0,39	0,31
	>16	61	60	59	52	0,50	0,47	0,41	0,32
Торцева житлова блок-секція з двома торцями	5	59	57	56	52	0,47	0,45	0,40	0,32
	9–10	55	53	52	48	0,45	0,41	0,36	0,29
	12–16	59	57	56	52	0,49	0,45	0,40	0,32
	>16	64	63	62	56	0,52	0,49	0,43	0,34

Закінчення табл. Д.В.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Односекційний житловий будинок	12–16	63	61	60	55	0,51	0,48	0,41	0,33
	>16	68	67	66	59	0,56	0,52	0,47	0,36
Те ж складної конфігурації в плані	12–16	61	59	58	54	0,50	0,47	0,41	0,34
	>16	66	65	64	58	0,54	0,50	0,45	0,36
Дитячі дошкільні заклади.	1	79	77	75	67	0,56	0,52	0,45	0,43
	2	75	74	71	64	0,52	0,49	0,43	0,34
	3	65	64	62	55	0,45	0,43	0,38	0,29
Школи, навчально-виробничі комбінати, ПТУ, технікуми	1	58	57	55	49	0,36	0,32	0,27	0,20
	2	50	49	48	43	0,31	0,29	0,23	0,18
	3	44	43	42	37	0,29	0,23	0,20	0,16
	4	39	38	37	33	0,23	0,22	0,18	0,14
НДІ, проектні, громадські організації, управління, адміністративні будівлі	2	75	74	71	64	0,43	0,41	0,34	0,27
	3	65	64	62	55	0,40	0,36	0,31	0,22
	4	62	61	59	53	0,38	0,34	0,29	0,20
	>4	59	57	55	49	0,36	0,32	0,28	0,19
Будинки для лікування і відпочинку: а) лікарні, госпіталі, родильні будинки, диспансери, лікувально – санаторні корпуси	2	72	71	69	61	0,50	0,47	0,40	0,32
	3	63	62	60	54	0,43	0,41	0,36	0,29
	4	60	59	57	51	0,41	0,40	0,34	0,27
	>4	58	57	55	49	0,40	0,38	0,32	0,27
б) поліклініки, амбулаторії	2	70	69	67	60	0,41	0,38	0,32	0,23
	3	61	60	58	52	0,38	0,34	0,29	0,20
	4	58	57	55	49	0,36	0,32	0,28	0,19
	>4	56	55	53	48	0,34	0,32	0,27	0,20
в) адміністративно-громадські корпуси санаторіїв	1	77	76	73	65	0,45	0,42	0,34	0,27
	2	74	73	70	63	0,43	0,40	0,32	0,25
	3	65	64	62	55	0,40	0,36	0,31	0,23
	4	62	61	59	53	0,38	0,34	0,29	0,20
г) спальні корпусу санаторіїв	2	75	74	71	64	0,52	0,49	0,41	0,34
	3	65	64	62	55	0,45	0,41	0,38	0,29
	4	62	61	59	53	0,43	0,40	0,36	0,27
	>4	59	58	56	50	0,41	0,38	0,32	0,25

Закінчення табл. Д.В.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Будинки соціального захисту, будинки-інтернати	1	79	77	75	67	0,56	0,52	0,43	0,34
	2	75	74	71	64	0,52	0,49	0,41	0,34
	3	65	64	62	55	0,45	0,41	0,38	0,29
	4	62	61	59	53	0,43	0,40	0,36	0,27
	>4	60	59	57	51	0,41	0,38	0,32	0,25
Криті фізкультурно-спортивні споруди змішаної поверховості, однозальні		60	59	57	51	0,36	0,34	0,29	0,20
Теж, багатозальні		65	64	62	55	0,40	0,36	0,31	0,22
Культурно-освітні та видовищні споруди змішаної поверховості: а) кінотеатри		50	49	48	43	0,31	0,29	0,25	0,18
б) виставочні зали, клуби		65	64	62	55	0,40	0,36	0,31	0,23
Магазини, універсами, універмаги	1	45	44	43	38	0,29	0,27	0,22	0,166
	2	40	39	38	34	0,27	0,23	0,20	0,14
Їдальні, кафе	1	47	46	45	40	0,31	0,27	0,22	0,16
	2	42	41	40	36	0,27	0,25	0,20	0,14
Підприємства побутового обслуговування населення (крім пралень)	1	75	74	71	64	0,45	0,41	0,34	0,25
	2	70	69	67	60	0,41	0,40	0,32	0,25
	3	66	65	63	56	0,43	0,36	0,31	0,22
	4	63	62	60	54	0,38	0,34	0,29	0,22
Готелі, кемпінги, мотелі	1	74	73	70	63	0,52	0,49	0,41	0,34
	2	65	64	62	55	0,45	0,41	0,38	0,29
	3	62	61	59	53	0,43	0,40	0,36	0,27
	4	59	58	56	50	0,41	0,38	0,32	0,25
Відділення зв'язку	1	75	74	71	64	0,45	0,41	0,34	0,25

Примітки.

1. При визначенні показників питомого теплового потоку в системах опалення будинків їх теплову потужність і річне споживання потрібно відносити до 1 м загальної площі житлових будинків і 1 м² корисної площі громадських будівель.

2. Контрольні показники необхідно приймати з коефіцієнтами:

а) 1,1 – для будинків із зовнішніми стінами з багатошарових панелей і ніздрюватих бетонів;

б) 1,15 – для будинків зі стінами з цегли і великих блоків.

Таблиця Д.В.9 – Коефіцієнти тепловіддачі для зимових умов

Зовнішня поверхня огорожувачих конструкцій	Коефіцієнти тепловіддачі α_n , Вт/(м ² °С)
1. Зовнішні стіни, покриття, перекриття над проїздами і над холодними без огорожувачих стінок, підвалами у північній будівельно-кліматичній зоні	23,0
2. Перекриття над холодними підвалами, які з'єднуються з зовнішнім повітрям, перекриття над холодними з огорожувачими стінками підвалами і холодними поверхнями у північній будівельно-кліматичній зоні	17,0
3. Перекриття горищні і над неопалюваними підвалами зі світловими прорізами в стінах	12,0
4. Перекриття над неопалюваними підвалами без світлових прорізів у стінах, розташованими вище рівня землі, і над неопалюваними технічними підвалами, розташованими нижче рівня землі	6,0

Таблиця Д.В.10 – Коефіцієнти тепловіддачі огорожувачих конструкцій

Внутрішня поверхня огорожувачих конструкцій	Коефіцієнт тепловіддачі α_v , Вт/(м ² °С)
Стіни, підлоги, гладкі стелі, стелі з виступаючими ребрами при відношенні висоти h ребер до відстані a між гранями сусідніх ребер $h/a \leq 0,3$	8,7
Стелі з виступаючими ребрами при відношенні $h/a \geq 0,3$	7,6

Таблиця Д.В.11 – Теплоєфективні будівельні матеріали

Найменування виробу	Норматив	Коеф. тепло- провідності λ , Вт/(м °С)	Питома вага, кг/м ³	Розміри А×В×Н, мм	Призна- чення
1	2	3	4	5	6
Плити теплоізоляційні ПМТБ-2	ТУ 21 УРСР 321-21	0,045	250	1200×930×40 (50)	Теплоізоля- ційні вкла- диші для конструк- цій споруд
Мати прошивні, будівельні	ТУУ 21 В.2.7- 0,36-93	0,044	100	2000×1000×65	Теплоізоля- ція та звуко- поглинання

Закінчення табл. Д.В.11

1	2	3	4	5	6
Мати теплозвукопоглинаючі базальтові, БЗМ	РСТ УРСР 1997-87 ИЗМ №1 1.02.93	0,038	до 200	500(1000)× ×500(1000)×30–200	Теплоізоляція та звукопоглинання
Картон теплоізоляційний базальтовий, БТК	ТУУ 8823018-95	0,040	до 200	(300–1200)× × (300–1200) (2–12)	Теплоізоляція та звукопоглинання
Ватин базальтовий	ТУ 21 України 6-93	0,40	1,0 кг/м ²	1000× (1000–3000) ×1,0	Теплоізоляція та звукопоглинання
Плити теплоізоляційні, НКТМ	ТУ 21 УРСР 482-90	0,05	до 200	1200×900×40 (50)	Теплоізоляційні вкладиші, теплоізоляція
Вироби керамоперлитні теплоізоляційні	ТУ 21 України 517-92	0,07	до 300	За дрібноштучні замовлення	Для стін і простінків, теплоізоляція
Плити неполістирольні	ГОСТ 15588-86	0,039	до 25	(1000–2000) × × (500–1000)×(15–500)	Тепловкладиші
Вироби з ніздрюватого бетону	ГОСТ 21 520-89	0,14– 0,21	600– 800	588×300×188	Для стін та простінків, теплоізоляція
Листи полівінілхлоридні	ТУ 21 України 5744710-30-91	0,04	до 25	1800×900×0,4(0,6)	Облицювання стін і підлог
Панелі двошарові	У стадії розробки	0,2–1,4	до 400	2500×1200×18–75	Для внутр. поверхні зовнішніх стін, теплоізоляція
Скло теплозахисне	У стадії розробки	Тепло- відбиття до 50 %	до 400	За замовленням	Засклення прорізів і вікон
Склопакети теплоізоляційні	У стадії розробки	Тепло- відбиття до 30 %	до 400	За замовленням	Засклення прорізів і вікон
Вироби з ніздрюватого бетону, теплоізоляційні	ГОСТ 5742-76	0,1	до 600	За замовленням	Утеплення будинків і конструкцій
Вироби теплоізоляційні	ГОСТ 24 748-81	0,056	до 225	1000×500×100	Утеплення будинків і конструкцій
Вироби перліто-бентонітові, теплоізоляційні	ДСТУ БВ 2.7-15-95	0,07–0,1 08	250–45 0	Плити 250×250×80 цегла 230×115×65	Утеплення будинків і конструкцій

Таблиця Д.В.12 – Термічний опір замкнутих повітряних прошарків

Товщина повітряного прошарку, м	Термічний опір горизонтального замкнутого повітряного прошарку $R_{в.п.}, (м^2 \cdot ^\circ C) / Вт$			
	при потоці тепла знизу вверх та вертикально		при потоці тепла зверху вниз	
	Температура повітря в прошарку			
	позитивна	негативна	позитивна	негативна
0,01	0,13	0,15	0,14	0,15
0,02	0,14	0,15	0,15	0,19
0,03	0,14	0,16	0,16	0,21
0,05	0,14	0,17	0,17	0,22
0,1	0,15	0,18	0,18	0,23
0,15	0,15	0,19	0,19	0,24
0,2–0,3	0,15	0,19	0,19	0,24

Таблиця Д.В.13 – Нормативи опору теплопередачі зовнішніх огорожуючих конструкцій житлово-цивільних будинків і споруд для нового будівництва, реконструкції і капітального ремонту

№ з/п	Найменування огорожуючих конструкцій	Нормативні значення опору теплопередачі огорожуючих конструкцій, (м ² ·°C)/Вт			
		Кількість градусо-днів			
		>3501	3001– 3500	2501– 3000	<2500
А. Нове будівництво					
1	2	3	4	5	6
	Зовнішні стіни				
1	Великопанельні, монолітні та об'ємноблокові з утепленням				
	а) з полімерних матеріалів	2,5	2,4	2,2	2,0
	б) з мінералвати чи інших матеріалів	2,2	2,1	1,9	1,8
2	Блокові:				
	а) з ніздрюватого бетону	2,0	1,9	1,7	1,5
	б) з пористими наповнювачами	1,8	1,7	1,5	1,3
3	Цегельні, з керамічних каменів і дрібних блоків:				
	а) повнотілі з утеплювачем	2,2	2,1	1,9	1,7
	б) багатощільні	1,6	1,5	1,4	1,2
	Покрівлі і перекриття				
4	Покрівлі і перекриття горищ	2,7	2,5	2,4	2,0

Закінчення табл. Д.В.13

1	2	3	4	5	6
5	Перекриття над проїздами і холодними підвалами, які з'єднуються із зовнішнім простором	3,0	2,9	2,4	2,0
6	Перекриття над неопалюваними підвалами: а) зі світловими прорізами в стінах б) без світлових прорізів у стінах	2,5 2,3	2,4 2,2	2,2 2,0	2,0 1,8
	Вікна і балконні двері	0,50	0,42	0,42	0,39
Б. Реконструкція, капітальний ремонт					
1	Зовнішні стіни	2,2	2,1	1,9	1,7
2	Покрівлі і перекриття горищ	2,5	2,4	2,2	2,0
3	Перекриття над проїздами і підвалами	Як для нового будівництва			
4	Вікна і балконні двері				

Таблиця Д.В.14 – Нормативна повітропроникність огорожуючих конструкцій

Огороджуючі конструкції	Нормативна повітропроник- ність G_n , кг/(м ² ·год)
Зовнішні стіни, перекриття і покриття житлових і громадських будівель і допоміжних будівель і приміщень промислових підприємств	0,5
Зовнішні стіни, перекриття і покриття виробничих будівель	1,0
Стики між панелями зовнішніх стін житлових будівель	0,5
Вхідні двері в квартиру	1,5
Вікна і балконні двері житлових громадських і побутових будівель у пле- тіннях: пластмасових чи алюмінієвих	5,0
дерев'яних	6,0

Таблиця Д.В.15 – Західноєвропейські стандарти з теплоізоляції житлових будинків

Країна	Стіни		Дах		Підлога	
	Коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м ² ·К)	Рекомендації щодо товщини теплоізолюючого шару, мм	Коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м ² ·К)	Рекомендації щодо товщини теплоізолюючого шару, мм	Коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м ² ·К)	Рекомендації щодо товщини теплоізолюючого шару, мм
Бельгія	–	75–100	–	80–120	–	40
Данія	0,35	125–150	0,20	200	0,30	150
Фінляндія	0,28	150	0,22	200	0,22	200
Франція	0,54	70	0,35	120	1,00	40–50
Германія	1,2–1,5	60	0,30	140	0,55	60
Ірландія	0,60	40	0,40	100	0,60	–
Італія	–	–	–	–	–	–
Нідерланди	0,374	70	0,374	85–100	0,68	40
Норвегія	0,30	125	0,20	200	0,30	150
Іспанія	1,4–1,8	–	0,7–1,4	–	0,70–1,00	–
Швеція	0,30	125	0,20	200	0,30	150
Великобританія	0,45	50	0,25	150	0,45	25

Примітка: Після нафтової кризи 70-х років велика частина європейських країн усвідомила необхідність прийняття жорсткіших будівельних норм і рекомендацій з теплоізоляції будинків. У результаті це привело до підвищення рівня теплозахисту нових будинків. Однак усе ще існують деякі розходження коефіцієнтів теплопередачі і товщини теплоізолюючого шару в різних країнах, що видно з наведених у таблиці 15.

Таблиця Д.В.16 – Нормативна величина коефіцієнтів теплопередачі в деяких країнах Східної Європи, Вт/(м²·К)

Країна	Стіни	Дах та горищні перекрыття	Підлоги, перекрыття над підвалами, проїздами	Вікна та балконні двері
Білорусь	0,5 – 0,4	0,33	0,67 – 0,4	2,0
Великобританія	0,45	0,25	0,45	–
Германія	1,2 – 0,5	0,3	0,55	–
Данія	0,35	0,2	0,3	–
Ірландія	0,6	0,4	0,6	–
Іспанія	1,4 – 1,8	1,4 – 0,7	1,0 – 0,7	–
Литва	0,6 – 0,28	0,25 – 0,21	0,5 – 0,26	1,9
Нідерланди	0,374	0,374	0,68	–
Норвегія	0,3	0,2	0,3	–
Польща	0,7 – 0,55	0,5 – 0,3	0,6	2,6 – 2,0
Росія (м. Москва)	0,77–0,45	0,4 – 0,33	0,45 – 0,38	1,8
Україна	0,8 – 0,4	0,5 – 0,37	0,56 – 0,33	2,6 – 2,0
Фінляндія	0,28	0,22	0,22	–
Франція	0,54	0,35	1,0	–
Швеція	0,3	0,2	0,3	–

Примітка. Не тільки в Україні, але й у багатьох країнах СНД і Східної Європи введені нові нормативи опору теплопередачі.

Таблиця Д.В. 16а – Сучасний рівень енергоспоживання на 1 м² займаної площі деяких виробництв у Данії

Виробництво	Споживання на 1м ² , кВт/год	
	теплової енергії	електроенергії
1	2	3
Мед. обладнання	113	36
Вимірювальних приладів	189	71
Паперопереробне	4917	1934
Фанери	376	541
Личкувальних матеріалів	36	205
Деревообробки	421	224

Закінчення табл. Д.В.16а

1	2	3
Барвників	270	147
Мед. препаратів	707	214
Скотобійня	770	600
Рибнопереробні	410	154
Консервні підприємства	1037	615
Молокопереробні	624	899
Кондитерські, шоколадні	730	314
Табачні	410	273
Бавовнопереробні	118	156
Громадського харчування	218	352
Металургійні підприємства	170	510
Суднобудівні заводи, верфі	380	498
Хімічні підприємства	2200	770
Ливарне виробництво	173	507
Ковальсько-механічне	94	44
Механічні цехи	114	69
Металоконструкції	374	174
Електромеханічні майстерні	244	121
Пластмасових виробів	377	900
Виробництво вікон	1136	642
Кабельне виробництво	277	162
Радіодеталі	83	79
Котлів	202	95
Металевих резервуарів	455	113
Ливарних станків	207	104
Моторів та двигунів	216	89

Таблиця Д.В.17 – Значення коефіцієнта K_T для врахування витрат теплової енергії в теплових мережах

Довжина теплових мереж від споживача до котельні, м	Коефіцієнт K_T
до 200	1,02
201–400	1,04
401–600	1,06
601–800	1,08
801–1000	1,10
1001–1200	1,12
1201–1400	1,14
1401–1600	1,16
1601–1800	1,18
1801–2000	1,20

Таблиця Д.В. 18 – Нормативні показники теплових втрат ізольованими поверхнями з 1 м^2 довжини циліндричного об'єкта і з 1 м^2 плоскої поверхні при температурі навколишнього повітря $+25^\circ\text{C}$

Зовнішній діаметр, мм	Температура теплоносія, °С										
	50	75	75	100	150	200	250	300	350	400	450
Теплові витрати, Вт/м·год											
Ізольована поверхня											
10	–	–	–	26	43	60	78	96	114	133	151
17	–	–	–	30	50	71	90	111	131	151	173
28	–	–	26	37	59	81	103	125	147	169	192
38	–	–	30	42	65	88	111	135	158	182	206
48	–	–	34	46	71	95	119	145	169	193	218
57	26	39	–	52	75	99	122	151	174	197	226
76	29	46	–	58	81	110	133	162	191	220	259
108	35	58	–	70	99	128	157	186	220	255	284
133	41	64	–	75	105	139	168	203	243	278	313
159	46	70	–	87	116	151	186	220	261	302	336
219	58	87	–	105	145	186	226	267	313	360	400
273	70	99	–	122	168	215	261	307	360	412	458
325	81	116	–	145	197	250	302	354	406	464	516
376	93	133	–	162	215	273	331	389	447	505	563
426	105	145	–	174	238	302	360	418	481	527	603
529	116	174	–	197	267	336	406	475	551	621	696

Закінчення табл. Д.В.18

631	139	203	232	313	386	464	545	621	684	766
720	151	226	267	360	441	510	603	690	754	835
820	174	250	302	394	487	568	661	754	824	916
920	191	278	331	441	527	621	730	824	899	1003
1020	215	307	360	481	586	679	789	893	969	1090
Теплові витрати, Вт/м ² · час										
Плоска поверхня										
	64	75	87	110	133	157	180	203	220	245

Таблиця Д.В.19 – Коефіцієнти для визначення нормативних показників теплових втрат ізолюваними об'єктами при різних температурах навколишнього середовища

Температура теплоносія, °С	Температура навколишнього повітря								
	+ 40	+30	+25	+10	0	–10	–20	–30	–40
50	0,63	0,89	1,0	1,26	1,41	1,55	1,67	1,79	1,90
100	0,89	0,97	1,0	1,09	1,15	1,21	1,26	1,32	1,39
150	0,94	0,98	1,0	1,06	1,10	1,13	1,17	1,20	1,23
200	0,95	0,98	1,0	1,04	1,07	1,10	1,12	1,14	1,17
250	0,96	0,99	1,0	1,03	1,05	1,07	1,10	1,13	1,14
300	0,97	0,99	1,0	1,03	1,04	1,06	1,08	1,10	1,11
350	0,98	0,99	1,0	1,03	1,04	1,05	1,07	1,08	1,10
400	0,98	0,99	1,0	1,02	1,03	1,04	1,06	1,07	1,08
450	0,98	0,99	1,0	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07

Таблиця Д.В. 20 – Витрати тепла неізолюваними вентилями, засувками і компенсаторами, ккал/рік, при температурі повітря +25 °С

Діаметр проходу, мм	Температура теплоносія, °С							
	100	150	200	250	300	350	400	500
50	265	475	765	1050	1510	1990	2520	3700
100	372	660	1055	1480	2080	2740	3220	5300
200	630	1110	1740	2460	3360	4540	5800	8500
300	965	1680	2630	3700	5050	6650	8500	12500
400	1260	2250	3500	4960	6700	8850	11100	16700
500	1560	2760	4300	6150	8450	11250	14500	21200

Таблиця Д.В.21 – Номінальні, ефективні параметри теплових мереж при різних температурах зовнішнього повітря. Температура мережної води в трубопроводі подачі

Розрахункова температура зовнішнього повітря, °C	Температура зовнішнього повітря, °C									
	+10	+5	0	–5	–10	–15	–20	–25	–30	–35
	При графіку температур 95 – 70 °C									
0	57.1	76.7	95	–	–	–	–	–	–	–
–5	50.1	66.1	81.1	95	–	–	–	–	–	–
–10	45.3	58.8	71.5	83.5	95	–	–	–	–	–
–15	41.9	53.6	64.7	75.2	85.3	95	–	–	–	–
–20	39.2	49.6	59.4	68.7	77.7	86.5	95	–	–	–
–25	37.1	46.5	55.3	63.8	71.9	79.8	87.5	95	–	–
–30	35.5	44.1	52.1	59.8	67.2	74.4	81.4	88.3	–	–
–35	34.1	42	49.4	56.5	63.3	69.9	76.4	82.7	86.9	95
При графіку температур 110 – 70 °C										
0	63.8	85.9	110	–	–	–	–	–	–	–
–5	55.3	74.5	92.8	110	–	–	–	–	–	–
–10	49.5	65.7	81.1	95.8	110	–	–	–	–	–
–15	45.5	59.6	72.8	85.7	98.1	110	–	–	–	–
–20	42.3	54.8	66.5	77.8	88.8	99.4	110	–	–	–
–25	39.9	51.1	61.6	71.9	81.6	91.4	101	110	–	–
–30	37.9	48.1	57.7	67	76	84.7	93.2	102	110	–
–35	36.3	45.6	54.5	63	71.2	79	87.1	94.9	102	110
При графіку температур 120 – 70 °C										
0	68.2	94.7	120	–	–	–	–	–	–	–
–5	58.8	80.2	101	120	–	–	–	–	–	–
–10	52.4	70.4	87.6	104	120	–	–	–	–	–
–15	47.9	63.5	78.3	92.6	107	120	–	–	–	–
–20	44.4	58.2	71.2	83.9	96.2	108	120	–	–	–
–25	41.7	54.1	65.8	77.2	88.2	99	110	120	–	–
–30	39.7	50.8	61.5	71.8	81.7	91.6	101	111	120	–
–35	37.9	48.1	57.9	67.4	76.5	85.5	94.3	103	111	120

Таблиця Д.В.22 – Витрати тепла неізолюваними стінками трубопроводів при температурі навколишнього повітря +25°C, Вт/п.м.год

Температура теплоносія, °C	Труби з внутрішнім діаметром, мм								
	75	100	150	200	250	300	350	400	Вт/м ²
100	194	257	356	495	550	662	744	850	826
125	275	387	550	688	826	989	1157	1264	1238
150	357	507	714	937	1101	1324	1539	1711	1651
175	469	672	937	1213	1488	1711	1978	2253	2150
200	606	826	1157	1539	1875	2202	2528	2804	2700
225	826	989	1488	1926	2339	2700	3466	3853	3302
250	903	1238	1875	2365	2864	3302	3801	4300	3965
275	1045	1428	2150	2803	3354	3965	4515	5160	4730
300	1264	1703	2477	3302	3965	4730	5332	6063	5504

Таблиця Д.В.23 – Показники ефективності теплової ізоляції порівняно з неізолюваними поверхнями, Вт/м²

Температура теплоносія, °C	Для труб з внутрішнім діаметром, мм								Для плоскої стінки
	75	100	150	200	250	300	350	400	
100	6,4	6,3	8,3	6,4	5,6	5,4	5,5	5,5	
125	8	8,5	8,4	7,5	7,6	7,6	7,6	7,3	19,7
150	9,2	9,8	9,9	9,2	9,3	9,3	9,1	9,1	23,9
175	10,1	10,1	10,9	10,5	10,2	10,1	9,4	9,4	30,0
200	12,6	12,6	12,9	12,2	12,1	12,0	10,3	10,4	33,0
225	16,0	14,4	15,4	15,1	14,3	16,8	14,0	14,0	38,0
250	17,2	18,0	18,5	17,6	16,5	16,8	16,4	15,4	42,4
275	18,8	19,5	20,6	19,6	19,8	19,1	17,3	17,4	44,5
300	20,1	20,1	21,6	21,2	20,9	20,5	18,7	18,7	49,3

Примітка. Зазначені коефіцієнти ефективності теплової ізоляції складені у співвідношенні до неізолюваних поверхонь при температурі навколишнього повітря +25°C. Як видно з цієї таблиці, якісна ізоляція забезпечує зниження тепловтрат від 5,4 до 49,3 рази залежно від параметрів теплоносія і площі її розміщення.

Таблиця Д.В.24 – Питоме комбіноване вироблення електроенергії на базі теплового споживання (частка від загального вироблення)

Початкові параметри пари перед турбіною	Температура гарячої води, °С					
	20	60	100	140	160	200
3,5 МПа; 435 °С	0,52	0,40	0,28	0,19	0,15	0,08
9 МПа; 535 °С	0,67	0,53	0,41	0,30	0,26	0,19
13 МПа; 555 °С	0,75	0,62	0,47	0,36	0,30	0,23
13 МПа; 540/540 °С	0,79	0,64	0,48	0,36	0,32	0,26
24 МПа; 540/540 °С	0,90	0,73	0,57	0,45	0,39	0,30

Таблиця Д.В.25 – Формули для визначення коефіцієнта теплопровідності ізоляційного шару

Матеріал ізоляційного шару	Об'ємна маса ізоляційного шару, кг/м ³	Максимальна температура, °С	Формула для визначення коефіцієнта теплопровідності, в ккал/ (год· м °С)
Мастичні матеріали			
Азботерміт марки 600	600	900	$\lambda_{i3} = 0,14 + 0,00015 \cdot t_{cp}$
Азботерміт	570	500	$\lambda_{i3} = 0,11 + 0,00009 \cdot t_{cp}$
Совеліт	500	500	$\lambda_{i3} = 0,085 + 0,0009 \cdot t_{cp}$
Ньювель	370	350	$\lambda_{i3} = 0,066 + 0,00009 \cdot t_{cp}$
Азбестовермикулітні вироби (плити, сегменти, шкарлупи)			
Марки 250	250	600	$\lambda_{i3} = 0,07 + 0,0002 \cdot t_{cp}$
Марки 300	300	600	$\lambda_{i3} = 0,076 + 0,0002 \cdot t_{cp}$
Поверхня			
Будівельна	200	100	$\lambda_{i3} = 0,038 + 0,00018 \cdot t_{cp}$
Утеплююча	100	100	$\lambda_{i3} = 0,045 + 0,00017 \cdot t_{cp}$
Мінеральна вата для набивання під сітку по опорних кільцях з теплоізоляційного матеріалу			
Марки 75	120	600	$\lambda_{i3} = 0,038 + 0,00025 \cdot t_{cp}$
Марки 100	150	600	$\lambda_{i3} = 0,04 + 0,0002 \cdot t_{cp}$
Марки 125	190	600	$\lambda_{i3} = 0,042 + 0,00018 \cdot t_{cp}$
Марки 150	230	600	$\lambda_{i3} = 0,046 + 0,00016 \cdot t_{cp}$
Перлітові матеріали			
Марки 250	250	900	$\lambda_{i3} = 0,06 + 0,00016 \cdot t_{cp}$
Марки 300	300	900	$\lambda_{i3} = 0,065 + 0,00016 \cdot t_{cp}$
Марки 350	350	900	$\lambda_{i3} = 0,075 + 0,00016 \cdot t_{cp}$
Марки 400	400	900	$\lambda_{i3} = 0,085 + 0,00016 \cdot t_{cp}$

Таблиця Д.В.26 – Коефіцієнт місцевого гідравлічного опору трубопроводів, К

Елемент трубопроводу	К
Вентилі прохідні, $d = 50 \dots 400$ мм	4–8
Вентилі "Косва"	0,5–1
Засувки нормальні	0,3–0,5
Компенсатор ліровідний гладкий	1,7
– – хвильовий	2,5
– – сальниковий	0,2
Водовіддільник	8–12
Грязьовик	4–6
Косинець	1–2
Коліна 90° гладкі: $R = 1d$	0,2
$R = 2d$	0,12
$R = 4d$	0,85
$R > 4d$	0,075
Зварювальне коліно (1 шов) з кутом повороту	
22,5°	0,11
45°	0,32
60°	0,68
90°	1,27
Трійник (зустрічний струм)	3
Вхідна насадка	1
Вхідна насадка з плавною зміною перерізу	0,3–0,6
Труба Вентури	$(0,15 - 0,2) \cdot \left[1 - \left(\frac{F_1}{F_2} \right)^2 \right]$

Таблиця Д.В.27 – Кліматичні характеристики районів, у яких розташовані підприємства

Місто	Розрахункова температура зовнішнього повітря $t_{\text{н}}, ^\circ\text{C}$	Період із середньою добовою температурою повітря	
		середня темп. $t_c, ^\circ\text{C}$	тривалість n , діб
Бердянськ	–19	0	168
Вінниця	–21	–1,1	189
Джанкой	–17	+1,5	160

Закінчення табл. Д.В.27

Місто	Розрахункова температура зовнішнього повітря t_n , °C	Період із середньою добовою температурою повітря	
		середня темп. t_c , °C	тривалість n , діб
Дніпропетровськ	-23	-1	175
Донецьк	-23	-1,8	183
Євпаторія	-16	+2,4	149
Житомир	-22	- 0,8	192
Запоріжжя	-22	- 0,4	174
Івано-Франківськ	-20	-0,1	184
Київ	-22	-1,1	187
Кіровоград	-22	-1	185
Луганськ	-25	-1,6	180
Луцьк	-20	-0,2	187
Львів	-19	- 0,2	191
Любашівка (Одеська обл.)	-20	- 0,6	178
Миколаїв	-20	+0,4	165
Одеса	-18	1	165
Полтава	-23	-1,9	187
Рівне	-21	- 0,5	191
Сімферополь	-16	+1,9	158
Суми	-24	-2,5	195
Тернопіль	-21	- 0,5	190
Ужгород	-18	+1,6	162
Феодосія	-15	+2,9	144
Харків	-23	-2,1	189
Херсон	-19	+0,6	167
Хмельницький	-21	- 0,6	191
Черкаси	-22	-1	189
Чернігів	-23	-1,7	191
Чернівці	-20	- 0,2	179
Ялта	-6	+5,2	126

Таблиця Д.В.28 – Питомі витрати тепла на вентиляцію службових та громадських будівель, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C})$

Тип будівлі	Витрати тепла, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C})$
Адміністративні будівлі, будівлі науково-дослідних інститутів, проектних інститутів	0,75
Клуби	0,85
Театри та кінотеатри	1,7
Магазини, навчальні заклади, пожежні депо	0,42
Поліклініки, диспансери, амбулаторії	1,05
Лікарні	1,25
Лазні, лабораторії	4,2
Підприємства громадського харчування, гаражі	3,0
Пральні	3,4
Дитячі садки-ясла	0,42
Школи загальноосвітні	0,34

Таблиця Д.В.29 – Значення опорів тепловіддачі від циліндричної і плоскої поверхонь у навколишнє середовище

Об'єкт, який ізолюється	Опір тепловіддачі					
	від об'єктів у закритих приміщеннях при температурі теплоносія, $^\circ\text{C}$			від об'єктів на відкритому повітрі при температурі теплоносія, $^\circ\text{C}$		
Трубопровід з умовним діаметром, мм	100 та менше	300	500	100 та менше	300	500
R_n^i , $(\text{час} \cdot \text{м} \cdot ^\circ\text{C})/\text{ккал}$						
25	0,35	0,25	0,22	0,12	0,1	0,09
40	0,3	0,21	0,15	0,1	0,08	0,06
100	0,18	0,13	0,09	0,06	0,05	0,04
150	0,12	0,09	0,07	0,04	0,03	0,02
250	0,09	0,07	0,05	0,03	0,02	0,02
350	0,07	0,05	0,05	0,02	0,02	0,02
500	0,05	0,04	0,04	0,02	0,02	0,02
700	0,038	0,034	0,03	0,015	0,013	0,012
900	0,03	0,028	0,026	0,012	0,011	0,01
2000	0,016	0,014	0,012	0,006	0,006	0,006
R_n^i , $(\text{час} \cdot \text{м} \cdot ^\circ\text{C})/\text{ккал}$						
Плоска поверхня	0,1	0,1	0,1	0,04	0,04	0,04

Таблиця Д.В. 30 – Розрахункова температура внутрішнього повітря у приміщеннях

Цех, відділ, приміщення	Температура $t_B, ^\circ\text{C}$
Душові	25
Кімнати для обігріву робітників, передушові	23
Номери, вестибюль, гардероб, коридори готелю; кімнати для відпочинку	20
Основні виробничі цехи і відділи заводів, приміщення управління, конструкторських бюро, громадських організацій, спортивні зали, житлові кімнати	18
Машинні та апаратні відділи аміачних і фреонових установок, зарядні приміщення, вестибюлі, приміщення для ремонту спецодягу, взуття; гардеробні, приміщення для ремонту і технічного обслуговування автомобілів	16
Димогенераторні і топкові відділення	14
Торгівельні зали продовольчих магазинів, комори буфета, інвентарю, склади спецій, борошна, цукру, олії	12
Сховища для збереження консервантів, відділ соління і відмочування, сховища для збереження шин, хімікатів, лакофарбових і змішаних матеріалів	10
Приміщення для збереження автомобілів, машинні відділення ліфтів. Приміщення розподільних пристроїв, склади тари, солі, соління, овочів	5

Таблиця Д.В.31 – Питомі тепловтрати житлових і громадських будівель для районів з розрахунковою температурою холодної п'ятиденки $-30\text{ }^\circ\text{C}$ залежно від кількості поверхів

Питомі тепловтрати	Кількість поверхів			
	1	2	4–5	6 і більше
$\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$	0,7–0,83	0,47–0,58	0,42–0,47	0,35–0,47
$\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{год } ^\circ\text{C})$	2,5–3	1,7–2,1	1,5–1,7	1,25–1,7

Примітка. Для районів з іншою розрахунковою температурою вводяться поправкові коефіцієнти: при $T_n \geq -10^\circ\text{C}$ $\beta=1,2$; при $T_n \geq -20^\circ\text{C}$ $\beta=1,1$; при $T_n \geq -40^\circ\text{C}$ $\beta=0,9$.

Таблиця Д.В.32 – Коефіцієнт для розрахунку зміни питомої теплової характеристики залежно від району будівництва

Температура °С	Коефіцієнт α
–10	1,45
–15	1,29
–20	1,17
–25	1,08
–30	1,0

Додаток Г
НОРМАТИВИ З РОЗРАХУНКУ КОТЛОАГРЕГАТИВ

Таблиця Д.Г.1 – Розрахункові характеристики топок при спалюванні різного типу палива

Вид топкового пристрою	Вид палива	Витрати теплоти q_3 , %	Витрати теплоти q_4 , %		Частка винесення золи з топки $a_{ун}$
			$D \leq 50$ т/год	$D > 50$ т/год	
Камерні топки з ТШУ	Кам'яне вугілля	0	3	1,5	0,95
	Антрацити		2	4	
	Буре вугілля		1,5	1	
Камерні топки з ЖШУ	Кам'яне вугілля	0	—	0,5	0,8
	Антрацити			4	0,85
	Буре вугілля			0,5	0,7
Камерні топки	Природний газ Мазут	З розрахунку	0	0	—

Таблиця Д.Г. 2 – Значення коефіцієнтів K , C та b для розрахунку ККД за зворотним балансом

Паливо	K	C	b
Кам'яне вугілля	$3,5+0,02W^п$	$0,4+0,04W^п$	0,16
Антрацит	$3,5+0,02W^п$	$0,32+0,04W^п$	0,11
Буре вугілля	$3,46+0,021W^п$	$0,51+0,042W^п$	$0,16+0,011W^п$
Мазут	$3,494+0,022W^п$	$0,437+0,04W^п$	0,13
Природний газ	3,52	0,6	0,18

Таблиця Д.Г.3 – Витрати теплоти від зовнішнього охолодження парогенератора

Параметр	Значення									
Паропродуктивність котла D , т/год	5	10	15	20	30	40	50	60	80	100
Витрати теплоти q_5 , %	1,9	1,6	1,3	1,2	1,1	1	0,9	0,8	0,75	0,7

Таблиця Д.Г.4 – Ентальпія шлаку

Температура шлаку t , °С	Ентальпія шлаку $Ct_{\text{шл}}$, кДж/кг
1200	1206
1300	1360
1400	1571
1500	1758
1600	1830

Таблиця Д.Г.5 – Ентальпії перегрітої пари

$P = 1,4$ МПа		$P = 2,4$ МПа		$P = 4$ МПа	
Температура $t_{\text{пп}}$, °С	Ентальпія $i_{\text{пп}}$, кДж/кг	Температура $t_{\text{пп}}$, °С	Ентальпія $i_{\text{пп}}$, кДж/кг	Температура $t_{\text{пп}}$, °С	Ентальпія $i_{\text{пп}}$, кДж/кг
200	2838	250	2889	410	3242
250	2935	300	3016	420	3265
300	3047	350	3132	430	3286
350	3155	400	3245	440	3311
400	3262	450	3355	450	3334

Таблиця Д.Г.6 – Ентальпії води та водяної пари на лінії насичення

Температура води $t_{\text{пв}}$, °С	Ентальпія води $i_{\text{пв}}$, кДж/кг	Тиск пари P , МПа	Ентальпія пари $i_{\text{п}}$, кДж/кг
90	377	1,4	2789,7
100	419,1	2,4	2802,3
110	461,1	4	2801,8
120	503,7	—	—
130	546,4	—	—
140	589,1	—	—
150	632,2	—	—

Таблиця Д.Г.7 – Розрахункові коефіцієнти корисної дії парових та водогрійних котлів

Види котельно-пічного палива	Коефіцієнт корисної дії для типів котлів	
	парові котли агрегаты	водогрійні котли
Тверде паливо (буре і кам'яне вугілля, торф, відходи деревини)	0,68–0,85	0,70–0,86
Рідке паливо (дизельне, моторне, мазут, сира нафта)	0,78–0,92	0,82–0,93
Газове паливо (газ природний)	0,80–0,94	0,83–0,94

Таблиця Д.Г.8 – Витрата умовного палива на вироблення однієї гікалорії (1 Гкал) теплової енергії

ККД котельної установки	Витрата умовного палива на 1 Гкал, кг.у.од.	ККД котельної установки	Витрата умовного палива на 1 Гкал, кг.у.п.
0,60	238,0	0,78	183,2
0,62	230,4	0,80	178,6
0,64	223,2	0,82	174,2
0,66	216,5	0,84	170,1
0,68	210,1	0,86	166,1
0,70	204,1	0,88	162,3
0,72	198,4	0,90	158,7
0,74	193,1	0,92	155,3
0,76	188,0	0,94	152,0

Таблиця Д.Г.9 – Термодинамічні параметри насиченої водяної пари

Абсолютний тиск, кг·с/см ²	Температура насичення, °С	Питомий об'єм пари, м ³ /кг	Ентальпія, ккал/кг води	Ентальпія ккал/кг пари	Теплота пароутво- рювання, ккал/кг
1,0	99,09	1,725	99,19	638,8	539,6
1,1	101,76	1,578	101,87	639,87	537,9
1,2	104,25	1,455	104,38	640,7	536,3
1,3	103,58	1,350	106,72	641,6	534,9
1,4	108,74	1,259	108,92	642,3	533,4
1,5	110,79	1,181	110,99	643,1	532,1
1,6	112,73	1,111	112,95	643,8	530,8
1,7	114,57	1,070	114,81	644,5	529,7
1,8	116,33	0,9954	116,60	645,1	528,5
1,9	118,01	0,9462	118,30	645,7	527,4
2,0	119,62	0,9018	119,94	646,3	526,4
3,0	132,88	0,6169	133,4	650,7	517,3
4,0	142,92	0,4709	143,7	653,9	510,2
5,0	151,11	0,3811	152,1	656,3	504,2
6,0	158,08	0,3214	159,3	658,3	498,2
7,0	164,17	0,2778	165,7	659,9	494,2
8,0	169,61	0,2448	171,4	661,2	489,8
9,0	174,53	0,2189	176,5	662,3	485,8
10,0	179,04	0,1980	181,3	663,3	482,1
11,0	183,20	0,1808	185,7	664,1	478,4
12,0	187,08	0,1663	189,8	664,9	475,1

Додаток Д
НОРМАТИВИ З ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Таблиця Д.Д.1 – Питома густина електричних навантажень

№ з/п	Споживачі	Питома густина навантаження	cos φ
1	2	3	4
1	Підприємства громадського харчування, кВт/місце: повністю електрифіковані з кількістю місць до 400 з плитами на газі з числом місць до 400 з плитами на газі з числом місць до 500	0,9 0,7 0,6	0,98 0,95 0,95
2	Продовольчі магазини, кВт/м площі торговельного залу: без кондиціонування повітря з кондиціонуванням повітря	0,11 0,14	0,82 0,8
3	Промтоварні магазини, кВт/м площі торговельного залу: без кондиціонування повітря з кондиціонуванням повітря	0,08 0,11	0,92 0,9
4	Універсам, кВт/м ² площі торговельного залу з кондиціонуванням повітря	0,13	0,85
5	Школи з електрифікованим харчоблоком, кВт/місце	0,14	0,95
6	Профтехучилища з їдальнею (без гуртожитку), кВт/місце	0,4	0,8–0,92
7	Дитячі сади-ясла, кВт/місце: з електрифікованим харчоблоком з газифікованим харчоблоком	0,4 0,1	0,97 0,95
8	Заклади охорони здоров'я: хірургічні лікарні з електрифікованим харчоблоком, кВт/ліжко-місць хірургічні корпуси лікарні, кВт/ліжко-місць лікарні багатoproфільні з електрифікованим харчоблоком, кВт/ліжко-місць терапевтичні корпуси лікарень, кВт/ліжко-місць радіологічні корпуси лікарень, кВт/ліжко-місць дитячі лікарні з електрифікованим харчовим блоком, кВт/ліжко-місць терапевтичні корпуси дитячих лікарень, кВт/ліжко-місць поліклініки, кВт/приміщення в зміну	0,7 2,5 2,2 0,45 0,6 2,0 0,3 0,15	0,95 0,92 0,93 0,95 0,95 0,93 0,95 0,92
9	Аптеки, кВт/м площі торговельного залу: готових ліків для готування ліків	0,1 0,15	0,93 0,9

Закінчення табл. Д.Д.1.

1	2	3	4
10	Будинки культури і мистецтва, кВт/місце: кінотеатри і концертні зали з кондиціонуванням повітря кінотеатри і концертні зали без кондиціонування повітря театри і цирки Палади культури, клуби	0,12 0,1 0,3 0,4	0,92 0,95 0,9 0,92
11	Підприємства побутового обслуговування населення: перукарні, кВт/ робоче місце комбінати побутового обслуговування населення, кВт/ робоче місце фабрики-хімчистки і пральні самообслуговування, кВт/ кг білизни в зміну	1,3 0,5 0,065	0,97 0,9 0,8
12	Установи комунального господарства, кВт/ робоче місце: готелі з кондиціонуванням повітря готелі без кондиціонування повітря будинки відпочинку, пансіонати, профілакторії (без їдалень) гуртожитки з електроплитами гуртожитки без електроплит	0,4 0,3 0,35 0,4 0,1	0,85 0,9 0,92 0,95 0,93
13	Будівлі установ, управлінь, проектно-конструкторських організацій з їдальнями, кВт/м корисної площі: з кондиціонуванням повітря без кондиціонування повітря	0,04 0,03	0,9 0,92
14	Навчальні корпуси вищих навчальних закладів і технікумів без їдалень, кВт/ м корисної площі з кондиціонуванням повітря без кондиціонування повітря	0,04 0,03	0,9 0,92
15	Лабораторні корпуси вищих навчальних закладів і технікумів, кВт/м корисної площі: з кондиціонуванням повітря без кондиціонування повітря	0,06 0,05	0,87 0,85

Таблиця Д.Д.2 – Значення коефіцієнта перекручування синусоїдальності кривої напруги

Номінально припустиме значення при $U_{\text{ном}}$, кВ				Гранично припустиме значення при $U_{\text{ном}}$, кВ			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	11–330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Таблиця Д.Д.3 – Значення коефіцієнта n -ї гармонійної складової напруги

Непарні гармоніки, не кратні 3, при $U_{\text{ном}}$, кВ					Непарні гармоніки, не кратні 3, при $U_{\text{ном}}$, кВ					Непарні гармоніки, не кратні 3, при $U_{\text{ном}}$, кВ				
n	0,38	6–20	35	110– 330	n	0,38	6–20	35	110– 330	n	0,38	6–20	35	110– 330
5	6,0	6,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	5,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5	0,3
11	3,5	3,5	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	3,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	2,0	1,0	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,5	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,5	1,0	0,4						> 12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,5	1,0	0,4										
>25	0,2+	0,2+	0,2+	0,2+										
	+0,2	+0,2	+0,2	+0,2										
	25/ n	25/ n	25/ n	25/ n										

Примітка. n – номер гармонійної складової напруги; нормально припустимі значення наведені для n , рівних 3 і 9, відносяться до однофазних електричних мереж. У трифазних трипроводних електричних мережах ці значення приймаються вдвічі меншими від наведених у таблиці.

Таблиця Д.Д.4 – Питомий опір кабелів з алюмінієвими жилами

Переріз жили, мм ²	Активний опір (Ом/км) при напругах	
	до 1000 В	6; 10 кВ
3·4	9,61	–
3·6	6,46	–
3·10	3,87	2,94
3·16	2,42	1,85
3·25	1,55	1,17
3·35	1,11	0,859
3·50	0,775	0,592
3·70	0,555	0,429

Закінчення табл. Д.Д.4

Переріз жили, мм ²	Активний опір (Ом/км) при напругах	
	до 1000 В	6; 10 кВ
3·95	0,408	0,912
3·120	0,324	0,245
3·150	0,258	0,194
3·185	0,21	0,162
3·240	0,16	—

Таблиця Д.Д.5 — Коефіцієнти використання за потужністю для окремих споживачів електроенергії

Найменування груп споживачів електроенергії	Коефіцієнти використання K_b
1. Компресори (аміачні, повітряні)	0,5–0,6
2. Насоси технологічні	0,5–0,6
3. Насоси гідротехнічні	0,7
4. Вентилятори технологічні	0,4–0,6
5. Вентилятори сантехнічні	0,4–0,6
6. Електродвигуни технологічного устаткування рибопереробних виробництв та інших виробництв, заводів	0,5
7. Металорізальні верстати механічних майстерень	0,14
8. Металорізальні верстати при важких режимах роботи (преси, великі верстати і т.д.)	0,17
9. Металорізальні верстати з особливо важкими режимами роботи (молоти, барабани, бігунки)	0,24
10. Багатошпиндельні автомати для виробництва деталей із прутків	0,2
11. Деревообробні верстати	0,3
12. Транспортери стрічкові	0,4
13. Конвеєри	0,5
14. Елеватори, шнеки	0,6
15. Конвеєри, транспортери, шнеки, елеватори зблоковані	0,55
16. Ліфти	0,2

Закінчення табл. Д.Д.5

Найменування груп споживачів електроенергії	Коефіцієнти використання K_v
17. Крани, тельфери	
а) за паспортними даними устаткування при $T_B = 25 \%$	0,05
б) зведений до $T_B = 100\%$	0,1
в) за паспортними даними устаткування при $T_B = 40 \%$	0,1
г) зведений до $T_B = 100 \%$	0,16
18. Постачальники пластинчасті, тарілчасті	0,4
19. Випрямлячі	0,7
20. Зварювальні трансформатори	0,35
21. Зварювальні дугові автомати	0,4
22. Електрообігрівання ґрунту	0,8
23. Дробарки молоткові	0,8
24. Дробарки конусні	0,6–0,7
25. Грохоти	0,4–0,6
26. Термічні електроприймачі	0,75
27. Сушильні шафи	0,8
28. Дрібні нагрівальні прилади	0,6
29. Переносний електроінструмент	0,06

Таблиця Д.Д.6 – Параметри двообмоткових знижувальних трансформаторів

Тип	Номинальна потужність, кВА	Вторинна напруга, кВ	ΔP_{xz} , кВт	ΔP_{kz} , кВт	U_k , %	I_x , %
ТМ-40/10	40	0,4	0,175	0,88	4,5	3
ТМ-63/10	63	0,4	0,24	1,28	4,5	2,8
ТМ-100/10	100	0,4	0,33	1,97	4,5	2,6
ТМ-160/10	160	0,4	0,51	3,1	4,5	2,4
ТМ-250/10	250	0,4	0,74	4,2	4,5	2,3
ТМ-400/10	400	0,4	0,95	5,9	4,5	2,1
ТМ-630/10	630	0,4	1,31	8,5	5,5	2,0
ТМ-1000/10	1000	0,4	1,9	10,8	5,5	1,2

Закінчення табл. Д.Д.6

Тип	Номинальна потужність, кВА	Вторинна напруга, кВ	ΔP_{xz} , кВт	ΔP_{kz} , кВт	U_k , %	I_x , %
ТМ-1600/10	1600	0,4	2,65	16,5	6	1,0
ТМ-2500/10	2500	0,4	3,75	24	6	0,8
ТМ-4000/35	4000	6,3 (11)	5,6	33,5	7,5	0,9
ТМ-6300/110	6300	6,6 (11)	10	44	10,5	1,0
ТМ-10000/110	10000	6,6 (11)	14	58	10,5	0,9
ТМ-16000/110	16000	11	18	85	10,5	0,7
ТМ-25000/110	25000	6,3 (10,5)	25	120	10,5	0,65
ТМ-40000/110	40000	6,3 (10,5)	34	170	10,5	0,55
ТМ-63000/110	63000	6,3 (10,5)	50,5	245	10,5	0,5
ТМ-80000/110	80000	6,3 (10,5)	58	310	10,5	0,45

Таблиця Д.Д.7 – Витрати потужності холостого ходу ($P_{x,x}$) і короткого замикання ($P_{k,z}$), напруги замикання ($U_{k,z}$) і струм холостого ходу ($I_{x,x}$) трифазних трансформаторів загального призначення (масляних)

Номінальна потужність, кВА	Верхня границя номінальної на- пруги обмотки	Схема з'єднання	P, кВт			U _{к.з} , %	I _{х.х} , %
			Холостого ходу		Короткого за- микання		
			рівень А	рівень Б			
1	2	3	4	5	6	7	8
25	10	Зірка – зірка	0,105	0,125	0,60	4,5	3,2
		Зірка – зигзаг	0,105	0,125	0,69	4,7	3,2
40	10	Зірка – зірка	0,15	0,18	0,88	4,5	3,0
		Зірка – зигзаг	0,15	0,18	1,0	4,7	3,0
63	10	Зірка – зірка					
		Зірка – зигзаг					
	20	Зірка – зірка	0,245	0,29	1,28	5,0	2,8
		Зірка – зигзаг	0,245	0,29	1,47	5,3	2,8
100	10	Зірка – зірка	0,31	0,365	1,97	4,5	2,6
		Зірка – зигзаг	0,31	0,365	2,27	4,7	2,6

Закінчення табл. Д.Д.7

1	2	3	4	5	6	7	8																																																																																																																																																																																							
100	35	Зірка – зірка	0,39	0,465	1,97	6,5	2,6																																																																																																																																																																																							
		Зірка – зигзаг	0,39	0,465	2,27	6,8	2,6																																																																																																																																																																																							
160	10	Зірка – зірка	0,46	0,54	2,65	4,5	2,4																																																																																																																																																																																							
		Зірка – трикутник																																																																																																																																																																																												
		Зірка – зигзаг	0,46	0,54	3,1	4,7	2,4																																																																																																																																																																																							
	35	Зірка – зірка	0,56	0,66	2,65	6,5	2,4																																																																																																																																																																																							
Зірка – трикутник																																																																																																																																																																																														
250	10	Зірка – зірка	0,66	0,78	3,7	4,5	2,3	Зірка – трикутник						Зірка – зигзаг	0,66	0,78	4,2	4,7	2,3	35	Зірка – зірка	0,82	0,96	3,7	6,5	2,3	Зірка – трикутник						Зірка – зигзаг	0,82	0,96	4,2	6,8	2,3	400	10	Зірка – зірка	0,92	1,09	5,5	4,5	2,1	Зірка – трикутник						Трикутник – зигзаг	0,92	1,08	5,9	4,5	2,1	35	Зірка – зірка	1,15	1,35	5,5	6,5	2,1	Зірка – трикутник						630	10	Зірка – зірка	1,42	1,68	7,6	5,5	2,0	Зірка – трикутник						Трикутник – зірка						35	Зірка – трикутник	1,7	2,0	7,6	6,5	2,0							1000	10	0,69	2,1	2,45	12,2	5,5	1,4	10	10,5	2,1	2,45	11,6	5,5	1,4	35	0,69	2,35	2,75	12,2	6,5	1,5	1600	10	0,69	2,8	3,3	18,0	5,5	1,3	10–35	6,3	2,8	3,3	16,5	5,5	1,3	35	0,69	3,1	3,65	18,0	6,5	1,4	2500	10	0,69	3,9	4,6	25,0	5,5	1,0	10–35	10,5	3,9	4,6	23,5	5,5	1,0	35	0,69	4,35	5 1	25 0	6,5	1,1	10,5	4,35	5,1	23,5	6,5	1,1	4000	10–35	6,3	5,45	6,4	33.5	6,5	0,9	10,5	5,7	6,7	33,5	7,5	1,0
		250	10	Зірка – зірка	0,66	0,78	3,7	4,5	2,3																																																																																																																																																																																					
				Зірка – трикутник																																																																																																																																																																																										
	Зірка – зигзаг			0,66	0,78	4,2	4,7	2,3																																																																																																																																																																																						
35	Зірка – зірка		0,82	0,96	3,7	6,5	2,3																																																																																																																																																																																							
	Зірка – трикутник																																																																																																																																																																																													
	Зірка – зигзаг	0,82	0,96	4,2	6,8	2,3																																																																																																																																																																																								
400	10	Зірка – зірка	0,92	1,09	5,5	4,5	2,1																																																																																																																																																																																							
		Зірка – трикутник																																																																																																																																																																																												
		Трикутник – зигзаг	0,92	1,08	5,9	4,5	2,1																																																																																																																																																																																							
	35	Зірка – зірка	1,15	1,35	5,5	6,5	2,1																																																																																																																																																																																							
Зірка – трикутник																																																																																																																																																																																														
630	10	Зірка – зірка	1,42	1,68	7,6	5,5	2,0																																																																																																																																																																																							
		Зірка – трикутник																																																																																																																																																																																												
		Трикутник – зірка																																																																																																																																																																																												
	35	Зірка – трикутник	1,7	2,0	7,6	6,5	2,0																																																																																																																																																																																							
1000	10	0,69	2,1	2,45	12,2	5,5	1,4																																																																																																																																																																																							
	10	10,5	2,1	2,45	11,6	5,5	1,4																																																																																																																																																																																							
	35	0,69	2,35	2,75	12,2	6,5	1,5																																																																																																																																																																																							
1600	10	0,69	2,8	3,3	18,0	5,5	1,3																																																																																																																																																																																							
	10–35	6,3	2,8	3,3	16,5	5,5	1,3																																																																																																																																																																																							
	35	0,69	3,1	3,65	18,0	6,5	1,4																																																																																																																																																																																							
2500	10	0,69	3,9	4,6	25,0	5,5	1,0																																																																																																																																																																																							
	10–35	10,5	3,9	4,6	23,5	5,5	1,0																																																																																																																																																																																							
	35	0,69	4,35	5 1	25 0	6,5	1,1																																																																																																																																																																																							
		10,5	4,35	5,1	23,5	6,5	1,1																																																																																																																																																																																							
4000	10–35	6,3	5,45	6,4	33.5	6,5	0,9																																																																																																																																																																																							
		10,5	5,7	6,7	33,5	7,5	1,0																																																																																																																																																																																							

Додаток Е
НОРМАТИВНІ ВИМОГИ В ОСВІТЛЕННІ

Таблиця Д.Е.1 – Нормовані показники освітлення основних громадських, житлових, допоміжних будівель, а також супутніх виробничих приміщень для підприємств побутового обслуговування

Приміщення	Площина (Г – горизонтальна, В – вертикальна) нормування освітленості та КЕО, висота площини над підлогою	Штучне освітлення					Природне освітлення	
		Освітленість робочої поверхні при комбінованому освітленні, лк	Освітленість робочої поверхні при загальному освітленні, лк	Циліндрична освітленість	Показник дискомфорту, М не більше	Коефіцієнт пульсації освітленості K _п , %	КЕО, % при верхньому чи верхньому і боковому освітленні	КЕО, при боковому освітленні
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Будівлі управлінь, конструкторських організацій, науково-дослідних								
1. Кабінети і робочі кімнати, проектні кабінети	Г –0,8	400/200	300	–	60/40	15/20	–	1
2. Проектні зали і кімнати, конструкторські, креслярські бюро	Г –0,8	600/400	500	–	40	10/20	5	2
3. Машинописні і машинолічильні бюро	Г –0,8	500/300	400	–	60/40	10/20	4	1,5
4. Читальні зали	Г –0,8	400/200	300	100	60/40	15/20	3	1
5. Приміщення запису і реєстрації читачів	Г –0,8	400/200	300	–	60/40	15/20	2	0,5
6. Читацькі каталоги	Б – фронт карток	–	200	–	40	15	2	0,5
7. Лінгафонні кабінети	Г –0,8	–	200	–	60	15	–	0,5
8. Приміщення тематичних виставок нових поповнень	Г –0,8	–	200	75	60	–	–	–

Продовження табл.Д.Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9. Книгосховища та архіви, приміщення фонду відкритого доступу	В –1 (на стелажах)	–	75	–	60	–	–	–
10. Палітурно-брошурувальні	Г –0,8	–	200	–	60	20	2	0,5
11. Приміщення для електрофотографування, світлокопіювання і мікрофотографування	Г –0,8	–	200	–	60	20	–	–
12. Приміщення офсетного друку: а) редакційно-оформлювальне відділення б) відділення підготовки та виробництва друкованих форм в) друкований розподіл	Г – 0,8 Г – 0,8 Г – 0,8	750/400 – –	500 200 300	– – –	40 60 40	10/20 20 15	5 4 4	2 1,5 1,5
13. Макетні, столярні і ремонтні майстерні	Г –0,8	750/200	300	–	60/40	15/20	4	1,5
14. Приміщення для роботи з дисплеями і відеоматеріалами, дисплейні зали	В – 1,2 (на екрані дисплея) Г – 0,8	– 750/300	200 400	– –	– 25	– 10	– –	– 1,5
15. Конференцзали, зали засідань	Г – 0,8	–	200	75	60	15	2	0,5
16. Кулуари (фойє)	Підлога	–	150	50	90	–	–	–
17. Лабораторії органічної і неорганічної хімії, препаратурські	Г – 0,8	750/300	300	–	40	15/20	–	1,5
18. Аналітичні лабораторії	Г – 0,8	1000/300	400	–	40	10/20	–	1,5
19. Вагові	Г – 0,8	750/300	300	–		15/20	–	1,5
20. Термостатні, лабораторії: термічні, фізичні спектрографічні, стилметричні, фотометричні, мікроскопні, рентгеновські, рентгеноструктурного аналізу, механічні і радіовимірвальні, електронних пристроїв	Г – 0,8	750/300	300	–	40	15/20	–	1,5

Продовження табл. Д.Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21. Фотокімнати, дистильаторні, складувні	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	–
22. Архіви проб, збереження реактивів	8 – 1	–	200	–	60	20	–	–
23. Мийні	Г – 0,8	–	300	–	40	15	–	0,5
Установи фінансування, кредитування і державного страхування								
24. Операційний зал, кредитна група, касовий зал, приміщення для перерахування грошей	Г – 0,8	400/200	300	–	40	10/20	–	1,5
25. Інкасаторна	Г – 0,8	–	300	–	40	15	–	–
26. Передкоміркова комора цінностей	І – 0,8	–	200	–	60	20	–	–
Загальноосвітні школи і школи–інтернати, професійно-технічні, середні спеціальні і вищі навчальні заклади								
27. Класні кімнати, аудиторії, навчальні кабінети, лабораторії, лаборантські	В – на середині дошки	–	500	–	–	15	–	–
	Г – 0,8 на робочих столах і партах	–	300	–	40	15	4	1,5
28. Кабінети інформатики та обчислювальної техніки	В – 1,2 (на екрані дисплея)	–	200	–	–	–	–	–
	Г – 0,8	750/300	400	–	25	10	–	1,5
29. Кабінети технічного креслення і малювання	В – на дошці Г – 0,8 на робочих столах	–	500	–	40	10	5	2,0
30. Майстерні з обробки металів і деревини	Г – 0,8	–	300	–	40	15	4	1,5
31. Інструментальна кімната майстра-інструктора	Г – 0,8	–	200	–	60	15	3	1,0

Продовження табл. Д.Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32. Кабінети обслуговуючих видів праці для дівчат	Г – 0,8	500/300	400	–	60/40	10/20	4	1,5
а) з обробки тканин (шиття)	Г – 0,8	–	300	–	40	15	3	1
б) кулінарія								
33. Спортивні зали	Підлога							
	В – на рівні	–	200	–	25	15	3	1
	2 м від підлоги по обидва боки на дольній осі приміщення	–	75					
34. Снарядні, інвентарні, господарчі комори	Г – 0,8	–	50	–	–	–	–	–
35. Криті басейни	Г – на поверхні води	–	150	–	60	15	–	1
36. Акткові зали, кіноаудиторії	Підлога	–	200	75	90	–	–	–
37. Естради актових залів	В – 1,5	–	300	–	–	–	–	–
38. Кабінети і кімнати викладачів	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	1
39. Рекреації	Підлога	–	150	–	90	20	3	1
Театри, кінотеатри, клуби								
40. Зали, призначені для заходів республіканського значення	Г – 0,8	–	500	150	40	15	–	–
41. Глядацькі зали театрів, концертні зали	Г – 0,8	–	300	100	60	–	–	–
42. Глядацькі зали театрів, концертні зали	Підлога	–	200	75	90	–	–	–
43. Виставкові зали	Г – 0,8	–	200	75	60	–	2	0,5
44. Глядацькі зали кінотеатрів	Г – 0,8	–	75	–	90	–	–	–
45. Фойє кінотеатрів, клубів	Підлога	–	150	50	90	–	–	–
46. Кімнати для занять гуртків	Г – 0,8	–	300	–	40	15	–	1
47. Кіноапаратні, звукоапаратні	Г – 0,8	–	150	–	60	20	–	–

Продовження табл. Д.Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Дитячі дошкільні установи								
48. Приймальні	Г – 0,8	–	200	–	25	15	–	1
49. Роздягальні	Підлога	–	200	–	60	15	–	1
50. Групові, гральні, їдальні, кімнати для музичних і гімнастичних вправ	Г – 0,5	–	200	–	25	15	–	1,5
51. Спальні, веранди	Г – 0,5	–	75	–	25	15	–	1,5
52. Ізолятори, кімнати для дітей, що захворіли	Г – 0,5	–	150	–	25	15	–	1,5
Санаторії, будинки відпочинку								
53. Палати та спальні кімнати	Г – 0,8	–	150	–	25	15	–	0,5
Підприємства громадського харчування								
54. Обідні зали, буфети	Г – 0,8	–	200	75	60	15	2	0,5
55. Роздавальні	Г – 0,8	–	300	–	40	15	3	1
56. Гарячі цехи, холодні цехи, доготовочні і заготовочні цехи	Г – 0,8	–	200	–	60	15	3	1
57. Мийні кухонного і столового посуду, приміщення для різання хліба, приміщення завідуючого виробництвом	Г – 0,8	–	200	–	60	20	2	0,5
58. Кондитерські цехи і приміщення для виробів з борошна	Г – 0,8	–	300	–	40	15	3	1
59. Мийні тари напівфабрикатів	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	–
60. Приміщення для персоналу	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	0,5
61. Завантажувальні, комори тари	Г – 0,8	–	75	–	–	–	–	–
62. Експедиції	Г – 0,8	–	200	–	60	–	–	1
Магазини								
63. Торгові зали продовольчих магазинів із самообслуговуванням	Г – 0,8	–	400	100	40	15	2	0,5

Продовження табл. Д.Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
64. Примірювальні кабінети	В – 1,5	–	300	–	–	20	–	–
65. Зали демонстрації нових товарів	Г – 0,8	–	300	100	60	15	–	–
66. Торгові зали магазинів: книжкових, готового одягу, білизни, взуття, тканин, хутряних виробів, головних уборів, парфумерних, галантерейних, ювелірних, електро- і радіотоварів, продовольчих без самообслуговування	Г – 0,8	–	300	100	40	15	2	0,5
67. Торгові зали магазинів: посудних, меблевих, спортивних товарів, будматеріалів, електропобутових машин, іграшок і канцелярських товарів	Г – 0,8	–	200	75	60	15	2	0,5
68. Приміщення відділів замовлень, бюро обслуговування	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	0,5
69. Приміщення для підготовки товарів до продажу: а) розрубочні, розфасувальні, комплектувальні відділи замовлень; б) приміщення для нарізки тканин, гладильні майстерні, майстерні в магазинах радіо- і електротоварів	Г – 0,8 Г – 0,8	– –	200 300	– –	60 40	20 15	2 3	0,5 1
70. Приміщення головних кас	Г – 0,8	–	300	–	40	15	3	1
Підприємства побутового обслуговування населення								
71. Лазні: а) кімнати для очікування–остигання; б) роздягальня в) мийні, душові г) басейни; д) парні	Г – 0,8 Г – 0,8 Підлога Підлога Підлога	– – – –	200 200 75 150 75	– – – –	90 – – –	20 – – –	– – – –	– – – –

Продовження табл. Д.Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
72. Перукарні	Г – 0,8	500/300	400	–	40	10	–	1
73. Фотографії:								
а) салони прийому і видачі замовлень	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	1
б) знімальний зал;	Г – 0,8	–	100	–	–	20	–	1
в) фотолабораторії, приміщення для приготування розчинів і регенерації срібла	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	–
г) приміщення для ретушування	Г – 0,8	1000/200	–	–	40	10/20	–	–
74. Пральні								
а) відділення прийому і видачі білизни:	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	0,3
– відділення прийому з пришиванням міток	В – 1	–	75	–	60	20	–	–
– зберігання білизни								
б) пральні відділення:	Підлога	–	200	–	60	20	–	–
– прання механічне та приготування розчинів	– –	–	200	–	60	20	–	0,3
– прання ручне	– –	–	50	–	–	–	–	–
– зберігання пральних матеріалів								
в) сушильно-гладильні відділення	Г – 0,8	–	200	–	60	15	–	0,3
– механічні	Г – 0,8	2000/200	300	–	40	15	–	0,3
– ручні	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	0,3
г) відділення сортування, прасування й упакування білизни								
75. Пральні із самообслуговуванням	Підлога	–	200	–	60	20	–	0,3
76. Ательє хім. чищення одягу:								
а) салон прийому і видачі одягу;	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	0,3
б) приміщення хім. чищення;	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	0,3
в) відділення виведення плям	Г – 0,8	2000/200	500	–	60/40	10/20	–	0,3
г) приміщення для збереження хімікатів	Г – 0,8	–	75	–	–	–	–	–

Закінчення табл. Д.Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Готелі								
77. Бюро обслуговування	Г – 0,8	–	200	–	60	15	–	0,5
78. Приміщення чергового обслуговуючого персоналу	Г – 0,8	–	200	–	60	20	–	0,5
79. Вітальні	Г – 0,8	–	150	–	90	–	–	0,3
80. Номери	Г – 0,8	–	100	–	–	–	–	0,5
Житлові будинки								
81. Житлові кімнати	Г – 0,8	–	100	–	–	–	–	0,5
82. Кухні	Г – 0,8	–	100	–	–	–	–	0,5
83. Коридори, ванни, вбиральні	Підлога	–	50	–	–	–	–	–
84. Загадочнобудинкові приміщення:								
а) вестибюлі	Підлога	–	30	–	–	–	–	–
б) поетажні коридори і ліфтові холи	Підлога	–	20	–	–	–	–	–
в) сходи і сходові клітки	Підлога (клітки, сходи)	–	10	–	–	–	–	0,1

Таблиця Д.Е.2 – Коефіцієнт ефективності автоматизації управління освітленням

№ з/п	Рівень складності системи автоматичного управління освітленням	К _{за}
1	Контроль рівня освітленості й автоматичне включення і відключення системи освітлення при критичному значенні Е	1,1 – 1,15
2	Зонне управління освітленням (включення й відключення освітлення дискретно залежно від зонного розподілу природної освітленості)	1,2 – 1,25
3	Плавне управління потужністю і світловим потоком світильників залежно від розподілу природної освітленості	1,3 – 1,4

Таблиця Д.Е. 3 – Коефіцієнти для розрахунку витрат електроенергії на освітлення

Об'єкти освітлення	Коефіцієнт K_n попиту	
	у робочий час	у неробочий час
1. Основне виробництво		
а) для виробничих будівель, що складаються з окремих великих прогонів	0,95	0,5
б) для виробничих будівель, що складаються з великої кількості окремих приміщень	0,8	–
2. Допоміжне виробництво:		
а) для складських будівель і електростанцій, що складаються з великої кількості окремих приміщень;	0,6	–
б) для виробничих будівель і торгових приміщень	1,0	0,4
3. Для адміністративних будівель, підприємств громадського харчування, бібліотек	0,9	0,5
4. Для медичних, дитячих, навчальних закладів і лабораторних приміщень	0,8	0,4
5. Зовнішнє освітлення	1,0	0,6
6. Аварійне освітлення	1,0	1,0
7. Головні і другорядні проходи і проїзди	1,0	–

Таблиця Д.Е.4 – Коефіцієнт втрат пускорегулюючої апаратури

№ з/п	Тип лампи	Тип ПРА	$K_{ПРА}$
1	ЛБ	Звичайний електромагнітний	1,22
		Електромагнітний зі зниженими втратами	1,14
		Електронний	1,1
2	КЛ	Звичайний електромагнітний	1,27
		Електромагнітний зі зниженими втратами	1,15
		Електронний	1,1
3	ДРЛ, ДРІ	Звичайний електромагнітний	1,08
		Електронний	1,06
4	ДНаТ	Звичайний електромагнітний	1,1
		Електронний	1,06

Таблиця Д.Е.5 – Постійні для різних умов експлуатації світильників

Характеристика пилovidілення	Робоче приміщення	Загальні умови	β_c	γ_c	t_c , год.
Помірне	Кабінети та робочі приміщення громадських будівель, лабораторій	Благоприємні	0,05	0,95	10000
		Неблагоприємні	0,15	0,85	9000

Таблиця Д.Е.6 – Розрахунок установок зовнішнього освітлення.

Значення коефіцієнтів використання світлового потоку світильниками, %

Тип світильника	Кут, α	Відношення ширини освітлюваної смуги по один бік від ряду світильників до висоти їхнього підвішування (b_1/H , b_2/H)					
		0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
СПО-500	0,180	0,111	0,185	0,244	0,264	0,274	0,290
РКУ-400	0,180	0,154	0,259	0,343	0,376	0,393	0,404
		0,140	0,223	0,251	0,266	0,267	0,268
СЗП-500Ц	0,180	0,105	0,167	0,242	0,279	0,295	0,305
СПЗЛ 3-40	0,180	0,092	0,144	0,190	0,208	0,217	0,223
СКЗРП-400	0,180	0,120	0,190	0,273	0,301	0,311	0,316
		0,090	0,160	0,240	0,280	0,295	0,300

Примітка. СПО (ЛН-500) – підвісний відкритий, СЗП (ЛН-500, несиметричний світлорозподіл) – дзеркальний призматичний, РКУ (ДРЛ-400) і СКЗРП (ДРЛ-400) – консольні, СЗПЛ – світильник підвісний закритий для люмінесцентних ламп (ЛБ-40).

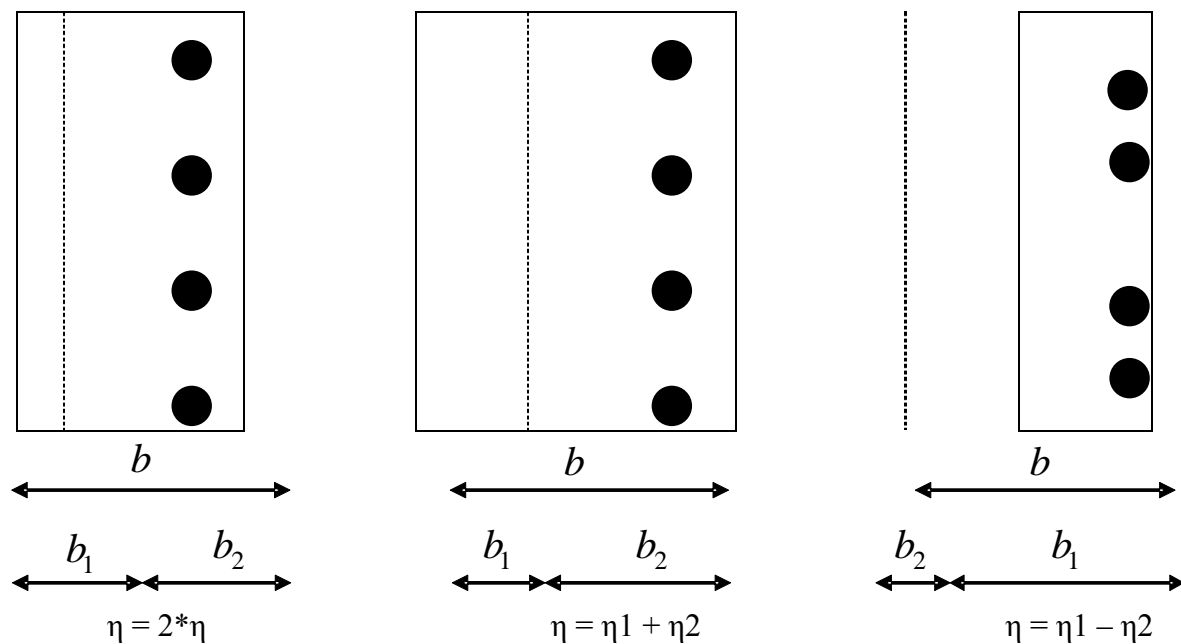


Рис. Д.Е.1. Схеми освітлення доріг світильниками для визначення коефіцієнта використання

Таблиця Д.Е.7 – Тривалість використання максимуму освітлювального навантаження

Характеристика режиму освітлення	Річна тривалість роботи освітлювальних установок t_0 , години	
	для будинків зі штучним освітленням	для будинків без природного освітлення
Внутрішнє освітлення		
1. При однозмінній роботі:		
а) на широті 46 град.	550	2150
б) на широті 49 град.	575	2150
в) на широті 52 град.	600	2150
2. При двозмінній роботі незалежно від широти	2250	4300
3. При тризмінній роботі незалежно від широти	4150	6500
4. При цілодобовій роботі без вихідних днів	4800	8760
5. Зовнішнє освітлення		
Включене на всю ніч	3500	—
6. Виключається о першій годині ночі	2400	—

Додаток Ж
ПЕРЕЛІК НОРМАТИВНО-ПРАВОВИХ ДОКУМЕНТІВ У СФЕРІ
ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

- Закон України «Про енергозбереження» від 01.07.1994 р. №74/94–ВР із змінами.
- Закон України від 16.03.2007 р. № 760 «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо стимулювання заходів з енергозбереження».
- Закон України від 14 січня 2000 року № 1391– XIV «Про альтернативні види палива».
- Закон України від 20 лютого 2003 року №555–IV «Про альтернативні джерела енергії».
- Закон України від 5 квітня 2005 року № 2509–IV «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерації)».
- Закон України від 02.06. 2005 року № 2663 – IV «Про тепlopостачання».
- Постанова Верховної Ради України від 15 травня 1996 р. № 191 «Про Національну енергетичну програму України до 2010 року».
- Указ Президента України від 06.10.1995 р. № 918 «Про Положення про Державний комітет України з енергозбереження».
- Указ Президента України від 27.01.1999р. № 70 «Про зміни та визнання такими, що втратили чинність, деяких актів Президента України».
- Указу Президента України «Про заходи щодо скорочення енергоспоживання бюджетними установами, організаціями та казенними підприємствами» від 16 червня 1999 року № 662/99.
- Указ Президента України «Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 14 лютого 2000 р.» «Про невідкладні заходи щодо подолання кризових явищ у паливно-енергетичному комплексі України» від 10.03.2000 р. №457/2000.
- Указ Президента України від 27.12.2005р. № 1863 «Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 9 грудня 2005 року «Про стан енергетичної безпеки України та основні засади державної політики у сфері енергозбереження».
- Указ Президента України від 31.12.2005р. № 1900 «Про утворення Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергоресурсів».
- Указ Президента України від 28.02.2008 р. № 174 «Про невідкладні заходи щодо забезпечення ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів».

- Указ Президента України від 28.07.2008 р. № 679 «Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 30 травня 2008 року «Про стан реалізації державної політики щодо забезпечення ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів».
- Указ Президента України від 26.09.2003 р. № 1094/2003 «Про заходи щодо розвитку виробництва палива з біологічної сировини».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 2 вересня 1993 р. №699 «Про заходи щодо ефективного використання газу».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 09.01.1996 р. № 20 «Про управління сферою енергозбереження».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 26 жовтня 1996 р. №1308 «Про порядок використання коштів, одержаних за неефективне використання газу».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 29.05.1996 р. № 575 «Питання державної інспекції з енергозбереження».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 08.11.1996 № 1358 «Про порядок переведення підприємств на резервні види палива під час похолодань».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 05.02.1997 р. № 148 «Про Комплексну державну програму енергозбереження України».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 15.07.1997 № 786 «Про порядок нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів у суспільному виробництві».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 31.12.1997 р. № 1505 «Про Програму державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 15.07.1998 р. № 1094 «Про державну експертизу з енергозбереження».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 30.11.1999р. №2183 «Про скорочення енергоспоживання бюджетними установами, організаціями та казенними підприємствами».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 22.03.2000 р. №538 «Про заходи щодо стабілізації становища в паливно-енергетичному комплексі».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 29.06.2000 р. № 1039 «Питання державної інспекції з енергозбереження».

- Постанова Кабінету Міністрів України від 27.06.2000 р. №1040 «Про невідкладні заходи щодо виконання Комплексної державної програми енергозбереження України».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 07.07.2000 р. №1071 «Про деякі заходи щодо раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 29.11.2000 р. № 1757 «Про заходи щодо подальшої реалізації Національної енергетичної програми України до 2010 року».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 14.03.2001 р. №241 «Про використання асигнувань нормативно-правові акти виконання енергозберігаючих проектів».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 03.04.2006 р. № 412 «Питання Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергоресурсів».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 27.06.2006 р. №1040 «Про невідкладні заходи щодо виконання Комплексної державної програми енергозбереження України».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 22.12.2006 р. № 1774 «Про затвердження Програми розвитку виробництва дизельного біопалива».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 14.05.2008 р. № 444 «Питання ввезення на митну територію України енергозберігаючих матеріалів, обладнання, устаткування та комплектуючих».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 22.10.2008 р. № 935 «Про організацію Державного контролю за ефективним (раціональним) використанням паливно-енергетичних ресурсів».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 18.03.2009 р. № 284 «Питання ввезення на митну територію України промисловими підприємствами товарів з метою створення нових виробництв із впровадженням енергозберігаючих технологій».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 25.03.2009 р. № 263 «Про порядок переведення підприємств на резервні види палива».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 19.02.2009 р. №126 «Стосовно особливостей приєднання до електричних мереж об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел».
- Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.11.2000 р. №451-р «Про утворення Міжвідомчої робочої групи з координації здійснення особливо важливих енергозберігаючих проектів».

- Розпорядження Кабінету Міністрів України від 28.09.2006 р. № 502-р «Про переведення населених пунктів на опалення електроенергією».
- Розпорядження Кабінету Міністрів України від 11.02.2009 р. № 159-р «Деякі питання реалізації державної політики у сфері ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів».
- Рішення Ради національної безпеки і оборони України від 9 грудня 2005 року «Про стан енергетичної безпеки України та основні засади державної політики у сфері енергозбереження».
- Рішення Ради національної безпеки і оборони України від 30.05.2008 р. «Про стан реалізації державної політики щодо забезпечення ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів».
- Наказ Держкоменергозбереження від 6 березня 1996 року №10 «Типове положення про підрозділ з енергозбереження в галузевому міністерстві і відомстві». Зареєстровано в Мінюсті 21.03.96 за №130/1155.
- Наказ Держкоменергозбереження від 04 серпня 2000 р. № 64 «Про затвердження Порядку проведення перевірок ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів на підприємствах, в установах та організаціях та усунення фактів їх неефективного використання». Зареєстровано в Мінюсті 25.09.2000 за № 653/4874.
- Накази Міносвіти та Держкоменергозбереження від 7.05.97 р. №137/45 «Про першочергові заходи щодо підвищення громадсько-освітнього рівня у сфері енергозбереження», від 21.08.99 р. №305/73 «Про затвердження Програми освіти населення України з енергозбереження».

Таблиця Д.Ж.1 – Стандарти України

Назва	Позначення
1	2
Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів з енергозбереження. Встановлює загальні положення для заходів з енергозбереження для підприємств	ДСТУ 2155-93 від 01.01.1995
Енергозбереження. Нетрадиційні джерела енергії. Терміни та визначення. (Визначають терміни для науково-технічної документації)	ДСТУ 2275-93 від 01.01.1995
Енергозбереження. Основні положення. Встановлюють загальні положення з енергозбереження	ДСТУ 2339-94 від 01.01.1995
Енергозбереження. Терміни та визначення. Визначають основні поняття для використання у науково-технічній літературі	ДСТУ 2420-94
Енергозбереження. Методи та засоби вимірювань теплових величин. Загальні положення. Регламентують правильність розрахункової бази при вимірюванні теплових величин	ДСТУ 3401-97
Енергозбереження. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії. Основні положення. Вимоги до нормативних документів в галузі ПДЕ	ДСТУ 3569-97 (ГОСТ 30514-97)
Енергозбереження. Методика знаходження повної енергоемності робіт та послуг. Дає можливість визначити вартість робіт та послуг	ДСТУ 3635-98
Енергозбереження. Методи вимірювань та розрахунку теплоти згорання палива. Визначає засоби та розрахунки теплоти згорання для твердого, рідкого та газоподібного палива	ДСТУ 3581-97
Енергозбереження. Номенклатура показників енергоефективності і порядок їх внесення у нормативну документацію. Стандартизує та узагальнює показники енергоефективності	ДСТУ 3755-98
Енергозбереження. Методи аналізу і розрахунку витрат палива і енергії на металургійних підприємствах. Використовується для оцінки заходів з енергоефективності на металургійних підприємствах	ДСТУ 3740-98
Енергозбереження. Методика оцінки енергетичного стану систем енергопостачання промислових підприємств для їх паспортизації. Дає можливість оцінювати енергетичний стан промислового підприємства	Р 50-081-2000
Енергозбереження. Методи аналізу і розрахунку питомих затрат енергоресурсів. Використовується для статистичної оцінки питомих затрат енергоресурсів	ДСТУ 4110-2002
Відновлювана енергетика	
Енергозбереження. Установки теплоутилізаційні. Загальні технічні вимоги. Встановлює загальні положення для енерготехнологічних установок	ДСТУ 3635-98 від 01.07.2000

Продовження табл. Д.Ж.1

1	2
Енергозбереження . Ресурси енергетичні вторинні. Терміни та визначення. Визначає термінологію для науково-технічної документації	ДСТУ 3818-98 від 01.01.2000
Енергозбереження . Ресурси енергетичні вторинні. Методика визначення показників виходу та використання	ДСТУ 4090-2001 від 01.01.2003
Вітроенергетика	
Вітер. Навколишнє та часове розміщення характеристик	ГОСТ 24728-81 від 01.07.1982
Вітроенергетика . Вітроенергетичні установки та вітроелектричні станції. Терміни та визначення	ДСТУ 3896-99 від 01.07.2000
Вітроенергетика Установки електричні вітрові. Загальні технічні вимоги. Дозволяє узагальнювати вимоги до проектної документації	ДСТУ 4037-2001 от 01.01.2002
Вітроенергетика. Станції електричні вітрові. Загальні технічні вимоги. Узагальнюють вимоги до розробки проектів ВЕС	ДСТУ 4051-2001 від 01.04.2002
Вітроенергетика. Установки електричні вітрові. Методи випробувань. Дає змогу стандартизувати методику випробувань ВЕУ	ДСТУ 4225-2003
Установки вітронасосні. Загальні технічні умови	ДСТУ 4407:2005 від 30.05.2005
Установки електричні вітрові малої потужності. Загальні технічні вимоги. Загальні технічні вимоги до вітроелектричних установок (ВЕУ) малої потужності	ДСТУ 4859:2007 від 05.11.2007
Сонячна енергетика	
Енергозбереження. Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії. Колектори сонячні. Методи випробувань. Характеризує якість роботи СК.	ДСТУ 4034-2001
Системи теплові сонячні та їх компоненти. Колектори сонячні. Частина 1: Загальні технічні вимоги.	ДСТУ EN 12975-2001
Системи теплові сонячні та їх компоненти. Колектори сонячні. Частина 1: Загальні технічні вимоги. Використовується при розробці технічної документації на СТС	ДСТУ EN 12975-1-2001
Фотоелектричні прилади з кристалічного кремнія. Методика корекції за температурою та опромінення результатів вимірювання вольт-амперної характеристики. Використовується при розробці сонячних фотоперетворювачів	ГОСТ 28976-91 (МЭК-891-87)
Фотоелектричні прилади. Вимірювання фотоелектричних вольт-амперних характеристик. Дозволяє оцінити якість СФ	ГОСТ 28977-91 МЭК-904-1-87

Продовження табл. Д.Ж.1

1	2
Енергозбереження. Геліоенергетика. Методика визначення ресурсів. Дозволяє оцінювати потенціал сонячних ресурсів	ДСТУ. Стадія розробки
Сбросовий потенціал і енергія навколишнього середовища	
Теплові насоси «повітря–вода» для комунально-побутового теплопостачання. Загальні технічні вимоги та методи випробувань. Дозволяє оцінити якість та надійність роботи ТНУ	ДСТУ 3859-99 від 01.01.2001
Мережеві повітряні кондиціонери та повітряні насоси. Випробування та оцінка якості. Дозволяє оцінити якість та надійність роботи для потреб комунально–побутового теплопостачання	ДСТУ ISO 13253-97
Геотермальна енергетика	
Енергозбереження . Відновлювані джерела енергії. Геотермальні установки. Загальні технічні вимоги. Використовується при розробці проектної документації	ДСТУ. Стадія розробки
Біоенергетика	
Енергозбереження . Відновлювані джерела енергії. Біогазові установки. Загальні технічні вимоги. Використовуються при розробці проектної документації	ДСТУ 4516:2006 від 01.01.2007
Мала гідроенергетика	
Енергозбереження. Гідроенергетика мала. Методика визначення ресурсів. Дає змогу оцінювати гідроенергетичний потенціал	ДСТУ. Стадія розробки

Додаток 3

ОРІЄНТОВАНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАХОДІВ З ЕНЕРГОСБЕРЕЖЕННЯ

Таблиця Д.3.1 – Орієнтовна ефективність заходів щодо економії паливно-енергетичних ресурсів

Назва заходів	Розмір економії (–) або перевитрати (+) енергоресурсів, %
1	2
І. Економія електричної енергії	
1. Заміна застарілого малопродуктивного енергоємного технологічного обладнання на прогресивне високоактивне обладнання провідних фірм	до 30,0
2. Компенсація реактивної, складової потужності в електромережах: • впровадження компенсуючих пристроїв реактивної складової потужності; • автоматичне компенсування реактивної потужності	0,05–0,06 0,1
3. Заходи з економії електроенергії в електроосвітлювальних установках: • заміна ламп розжарювання на люмінесцентні, ртутні; • автоматичне управління зовнішнім та внутрішнім освітленням	0,4–0,66 0,23–0,57 0,15
4. Впровадження низьковольтних перетинок між підстанціями, які обмежують струм холостого ходу трансформаторів	0,15
5. Впровадження обмежувачів холостого ходу зварювальних трансформаторів	0,052
6. Проведення заходів щодо відключення силових трансформаторів під час неробочих діб та змін	до 5,0
7. Проведення заходів з оптимізації режимів роботи трансформаторів	до 5,0
8. Впровадження заходів щодо заміни не завантажених асинхронних двигунів	до 10,0
9. Скорочення втрат стиснутого повітря: • впровадження прямоточних клапанів у поршневих компресорах; • заміна компресорів старих конструкцій на нові з більшим ККД; • усунення нецільності у сальниках трубопроводів, з'єднувальній та запірній арматурі • автоматизація компресорних станцій стиснутого повітря	0,13–0,15 0,25 0,037 0,1

Продовження табл. Д.3.1

<i>1</i>	<i>2</i>
10. Вентиляційні установки Автоматичне регулювання та управління вентустановками залежно від температури зовнішнього повітря Відключення вентустановок на час обідньої перерви та перезмінок Застосування багато швидкісних електродвигунів замість регулювання шиберами в напірній лінії Регулювання витяжної вентиляції шиберами на робочих місцях замість регулювання на нагнітанні Блокування вентиляторів теплових завіс з пристроями відкривання та закривання воріт	0,1–0,15 до 0,2 0,2–0,3 до 0,1 до 0,7
11. Удосконалення обліку витрат електроенергії Оснащення виробництв контрольно-вимірювальними приладами (технічний облік споживання електроенергії – за цехами, за спорудами)	0,15
12. Автоматизація систем контролю та управління за споживанням електроенергії з використанням комп'ютерної техніки	до 5,0
13. Впровадження регулювання електроприладів електродвигунів у насосному обладнанні, залежно від витрат води	до 3,0
II. Економія теплової енергії	
1. Впровадження прогресивного високоефективного технологічного обладнання, що використовує підігріту воду в шкіряній, трикотажній, текстильній та інших галузях легкої промисловості замість застарілого малопродуктивного енергоємного обладнання	до 30,0
2. Реконструкція схем теплопостачання з обладнанням автономних котелень малої потужності, скороченням протяжних теплопроводів Використання вторинних енергоресурсів	до 15,0
3. Використання тепла зворотньої технологічної води	до 10,0
4. Використання систем рециркуляції теплого повітря в системах вентиляції Впровадження конденсатовідвідників до установок, що використовують пару	до 5,0 0,6
5. Використання конденсату після технологічного процесу для потреб низькопотенційного споживання в опаленні, вентиляції, гарячому водопостачанні	0,6–0,08
6. Переведення систем опалення та вентиляції з пари на перегріту воду	0,02
7. Організація обліку та контролю використання теплової енергії	0,007–0,03
8. Автоматизація систем контролю та управління споживання теплової	до 5,0

енергії з використанням комп'ютерної техніки	
--	--

Продовження додатка 3

Продовження табл. Д.3.1

1	2
9. Скорочення використання теплової енергії у вихідні дні: зниження температури в приміщенні в неробочий час	до 0,2
10. Проведення теплоізоляційних робіт на трубопроводах, теплообмінних апаратах та арматурі	3–5
11. Проведення заходів з ліквідації неорганізованого припливу холодного повітря в опалювані приміщення через пошкоджені вікна, двері, фрамуги та інше	до 10,0
12. Проведення заходів з організації автоматичного контролю та регулювання подачі теплоносія в опалювальні системи споруди (явище перетоку)	3,0–8,0
13. Проведення заходів щодо ліквідації витікання теплоносія крізь неущільності в трубопроводах, арматурі, обладнання, тощо	1,0–3,0
14. Оптимізація схем міжцехових та внутрішньоцехових теплопроводів	1,0–3,5
15. Впровадження безканальної прокладки теплових мереж з використанням ізованих труб	до 7,0
16. Рациональна експлуатація сушильного устаткування	9,5
17. Проведення заходів щодо ревізії та ремонту запірної арматури	1,0–3,0
III. Економія палива	
1. Збільшення коефіцієнта надлишку повітря в топці на 0,1	+0,7
2. Збільшення температури живильної води при вході в барабан котла на 10 °С	–2,0
3. Збільшення температури живильної води при вході у водяний економайзер на 10 °С	+0,23
4. Підігрів живильної води у водяному економайзері на 6 °С	–1,0
Зменшення температури відхідних газів на 10 °С	–0,6
5. Установка водяного поверхневого економайзера	–4–7
6. Установка контактного водяного економайзера при роботі на газі для підігріву технологічної води	–12
7. Відхилення вмісту CO ₂ від оптимального розміру на 1 %	+0,6
8. Заміна парового розпилювача на паро-механічний, повітряний та ротаційний	–2,5
9. Заміна 1 т не повернутого з виробництва конденсату хімічно очищеною водою	+0,25
10. Виключення неізованих поверхонь при зовнішній температурі стінок 100 °С · т.у.п./рік м ²	+1,5
11. Зменшення розміру продування на 1 % (при відсутності не використання тепла продувної води)	–0,3

12. Установка обдувного пристрою (газ виключений)	+0,2
13. Робота котла при зниженні тиску з 13 до 5 кг/см ²	+6,0

Продовження додатка 3

Продовження табл. Д.3.1

1	2
14. Автоматизація процесу горіння на газі і мазуті	-1-2
15. Автоматизація деаераторів	- 0,2
16. Наладка й експлуатація котлоагрегата за КМП	-3,0
17. Використання тепла безупинного продування	-1-2
19. Заміна обдування стиснутим повітрям замість насиченої пари	-1,0
20. Застосування гострого дуття під колосниковий штахет	-2,5
21. Збереження підмосковного вугілля відповідно до правил	-3,7
22. Збереження іншого вугілля відповідно до правил	-1-2
23. Переведення котельних, оснащених чавунними секційними котлами, або котлів типу ММЗ,ВГД на теплофікацію від заводської котельної	-10,0
24. Установка охолоджувача випару деаератора $T_{y.p.}$	-20,0
25. Переведення опалення приміщення з парового на водяне	-5,0
26. Перегрів приміщень через підвищення температури мережної води на 1 °С	+1,5
27. Використання охолодженої води від компресорів для підживлення котлів	-2,0
28. Установка електромагнітних клапанів на припливних вентиляційних системах і опалювальних агрегатах	-2,5
29. Переведення котлів на водогрійний режим	-2,0
30. Наладка режиму роботи котла ПТВМ	-1,5
31 Автоматизація водонагрівальних установок	-2,5
32. Використання нагрітого повітря, що викидається в атмосферу, на теплові завіси	по разр.
33. Переведення місцевого гарячого водопостачання на центральну бойлерну	-2,5
34. Робота конденсатовідвідників на обвідну лінію	до -1,5
35. Оснащення теплоспоживачів конденсатовідвідниками	до -1,5
36. Використання випару прогінної пари й установки конденсатовідвідників для потреб тепловодопостачання, підігріву живильної води	до -1,0
37. Наладка тепломереж підприємства і житлового сектора	-3,0
38. Використання брикетів замість рядового вугілля у комунальних котельних із шаровою системою спалювання	-20,0
39. Використання проектного виду палива	-2-3
40. Раціоналізація завантаження встановленого котельного устаткування	-2-3
41. Наладка топкового режиму й автоматизація процесу горіння	-2-6

42. Зниження температури відхідних газів на 10 °С при спалюванні газу	0,5
43. <i>Те саме мазуту</i>	0,47

Продовження додатка 3

Закінчення табл. Д.3.1

1	2
44. <i>Те саме кам'яного вугілля</i>	-0,59
45. <i>Те саме антрациту і пісного вугілля</i>	-0,51
46. <i>Те саме сланців</i>	-0,56
47. Збільшення повернення конденсату в котельню на кожні 10 °С при використанні тепла продування з охолодженням дренажу з розпорошувача в теплообміннику до 50 °С	-0,12
48. <i>Те саме без використання продування</i>	-0,05
49. Обладнання котлів поверхневим водяним економайзером або повітрянагрівачем	-5-8
50. Устаткування котлів контактними водяними економайзерами при наявності за котлом поверхневого економайзера	-8-10
51. <i>Те саме, при відсутності за котлом поверхневого економайзера</i>	-12-18
52. <i>Заміна існуючих котлів котлами більш досконалої конструкції при тому ж виді палива</i>	-10

ЗМІСТ

ВСТУП	3
Частина I. Енергетика. Енергопостачання. Енергозбереження	7
Глава 1. Структура та тенденції розвитку енергетики	7
1.1. Роль енергетики в розвитку цивілізації.....	7
1.2. Паливно-енергетичний комплекс	11
1.3. Структура розвитку енергетики і споживання паливно-енергетичних ресурсів.....	17
Глава 2. Енергопостачання та енергоспоживання	28
2.1. Системи енергопостачання.....	28
2.2. Базові енергетичні установки в системах енергопостачання	34
2.3. Галузь малої енергетики	40
Глава 3. Енергетика і навколишнє середовище	42
3.1. Екологічні аспекти базової енергетики.....	42
3.2. Екологічні аспекти нетрадиційної енергетики й поновлювальні ресурси джерел енергії.....	46
Глава 4. Енергетична політика та організаційно-технічні заходи підвищення енергоефективності виробництва і споживання енергії	53
4.1. Загальні поняття енергетичної політики.....	53
4.2. Консалтінові схеми в енергетиці.....	57
4.3. Енергетичний менеджмент	61
4.4. Енергетичний аудит	65
4.5. Енергетичний менеджмент суб'єктів господарювання.....	68
4.6. Енергозбереження	72
Частина II. Енергетичний аудит систем енергопостачання	80
Глава 5. Основи енергоаудиту	80
5.1. Загальні положення	80
5.2. Нормативно-правова база	81
5.3. Стратегія і методологія енергетичного аудиту	83
Глава 6. Енергетичний аудит систем теплопостачання	105
6.1. Визначення потреб в тепловій енергії.....	105

6.2. Розрахункові методи визначення споживання теплової енергії.....	107
6.3. Системи гарячого водопостачання	114
6.4. Системи вентиляції та кондиціювання.....	116
6.5. Теплові мережі	118
6.6. Теплотехнічні випробування котельних агрегатів.....	122
Глава 7. Енергетичний аудит вентиляційних систем	136
7.1. Людина та навколишнє середовище	136
7.2. Оцінка правильності вибору вентиляторів	140
7.3. Правильність установки вентиляторів	141
7.4. Класифікація витрат під час роботи вентиляторів.....	144
7.5. Методи визначення та розрахунку втрат електроенергії у вентиляційних установках	145
Глава 8. Енергетичний аудит градирень та конденсаторів.....	150
8.1. Конденсатори парових турбін	150
8.2. Градирні.....	157
Глава 9. Енергетичний аудит насосних установок	162
9.1. Загальні відомості.....	162
9.2. Порівняння роботи відцентрових та поршневих насосів	165
9.3. Регулювання роботи насосів	166
9.4. Сумісна робота насосів	168
9.5. Методи економії електроенергії в системах водопостачання...	169
Глава 10. Енергетичний аудит систем стиснутого повітря.....	173
10.1. Система стиснутого повітря підприємства	174
10.2. Машини для виробництва стиснутого повітря.....	175
10.3. Допоміжне устаткування	182
10.4. Розподільчі лінії.....	186
10.5. Вибір потужності споживаної компресором	190
10.6. Система керування роботою компресора.....	194
10.7. Рекомендації щодо зниження втрат енергії	200
10.8. Контроль параметрів під час проведення енергоаудиту системи стиснутого повітря.....	206
10.9. Рекомендації, щодо раціональної експлуатації системи стиснутого повітря.....	208

ДЛЯ НОТАТОК

ДЛЯ НОТАТОК

Навчальне видання

МАЛЯРЕНКО Віталій Андрійович
НЕМИРОВСЬКИЙ Ілля Абрамович

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ТА ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ

Навчальний посібник

Роботу до видання рекомендував пров. Ю.М. Веприк

Відповідальний за випуск О.П. Лазуренко

Редактор Л.А. Пустовойтова

План 2010 р. Поз. 71.

Підписано до друку _____ Формат 60×84 1/16. Папір офсетний.
Друк – ризографія. Гарнітура Таймс. Ум.друк. арк. 14,0. Обл.-вид. арк. 16,4.
Наклад 150 прим. Зам. № _____ Ціна договірна.

Видавничий центр НТУ «ХПІ» 61002, Харків, вул. Фрунзе, 21.
Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 3657 від 24.12.2009 р.
Друкарня НТУ «ХПІ» 61002, Харків, вул. Фрунзе, 21.